KAZENERGY

Казахстанская ассоциация организаций
нефтегазового и энергетического
комплекса «KAZENERGY»









НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД

KAZENERGY 2023

Настоящий Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2023

(далее – Доклад) является интеллектуальной собственностью Ассоциации KAZENERGY.
Запрещается любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.

Использование материалов Доклада допускается с обязательным указанием источника. Данные, аналитика и любая другая информация, содержащаяся в Докладе, предназначены только для информационных целей и не могут являться заменой услуг профессиональных консультантов в сферах бизнеса, финансов, инвестиций и др. Выводы и аргументы, приведенные в Докладе, могут не совпадать с мнением отдельных членов Ассоциации KAZENERGY, а также позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY»
Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай Батыра, 19
kense@kazenergy.com
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82



Казахстанская ассоциация организаций
нефтегазового и энергетического
комплекса «KAZENERGY»

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД
KAZENERGY 2023



Уважаемые дамы и господа, дорогие читатели!

С момента издания Национального энергетического доклада KAZENERGY 2021 произошли серьезные сдвиги в мировой экономике — глобальная энергетическая отрасль стоит перед множеством сложных проблем и трансформаций. Мы сталкиваемся с растущим спросом на энергию при нестабильных ценах на энергоносители, перестройкой глобальных цепочек поставок, усиленным сознанием экологической ответственности и необходимостью борьбы с изменением климата. Весьма острым становится вопрос износа и неминуемого старения инфраструктуры отрасли, что подталкивает нас к разработке новых стратегий энергетической безопасности и управления рисками.

В то же время, наряду с возникновением глобальных вызовов, мы обретаем и беспрецедентные возможности. Стремительное развитие технологий, включая возобновляемые источники энергии, инновации в энергоэффективности, современные способы хранения энергии и цифровизация - открывают новые горизонты для нашей отрасли. Мы можем использовать эти возможности для создания более устойчивой, надежной, эффективной и гибкой энергетической системы.

В текущих условиях Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2023 является важным механизмом для оценки современного состояния энергетического сектора Казахстана, а также определения стратегических перспектив и приоритетов на ближайшие годы. Доклад представляет собой результат совместной работы специалистов Ассоциации KAZENERGY, казахстанских и международных экспертов, представителей бизнеса, научного сообщества и государственных органов, которые тесно сотрудничают с Ассоциацией KAZENERGY.

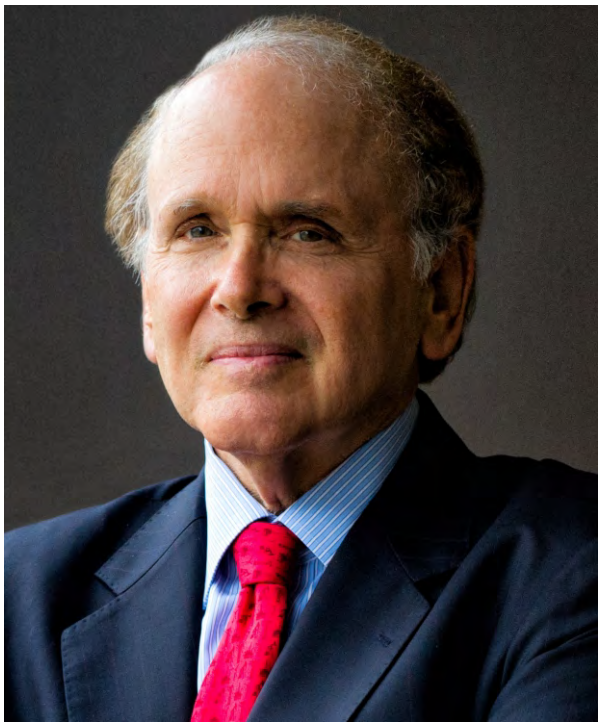
Важным аспектом Доклада-2023 стала работа над концептуальным видением команды KAZENERGY по вопросу разработки Стратегии энергетической безопасности Республики Казахстан и серьезное исследование опыта передовых стран мира.

Особую актуальность для Казахстана сегодня приобретает применение системного подхода к планированию развития эффективного энергокомплекса республики, который позволит снизить эти риски и повысить конкурентоспособность экономики. Правительство страны и национальное энергетическое сообщество последовательно принимают системные изменения по регулированию отрасли и решению амбициозных задач в сфере декарбонизации национальной экономики, поставленных Президентом Республики Казахстан Токаевым К.К.

Я хотел бы выразить искреннюю благодарность всем участникам проекта по изданию Национального энергетического доклада KAZENERGY. Ваш вклад, экспертиза и предложения являются ключевыми элементами его ценности и достоверности.

Выражаю надежду, что Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2023 станет основой для дальнейшего диалога и сотрудничества между государственными структурами, бизнесом и научным сообществом и станет независимым руководством для разработки взвешенной государственной политики, принятия важных решений, способствующих устойчивому развитию энергетического сектора Казахстана.

С уважением,
Тимур Кулибаев
Председатель Ассоциации KAZENERGY



Уважаемые читатели!

Вот уже пятый раз нам выпадает поистине высокая честь принимать участие в подготовке Национального Энергетического Доклада KAZENERGY для Республики Казахстан за 2023 год (НЭД 2023) – важного документа, в котором освещаются самые разнообразные аспекты энергетического сектора страны, включая его высокую значимость, многоплановый характер, а также успехи и проблемы. Примечательно, что в этом году в Казахстане отмечаются два знаменательных юбилея: 30 лет назад, в 1993 году были созданы совместное предприятие «Тенгизшевройл» (ТШО), которое ведет разработку месторождения Тенгиз, и консорциум «Казахстанкаспийшельф»» (ККШ) – в настоящее время «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК) – который ведет разработку месторождения Кашаган.

Выход настоящего Доклада вновь приходится на сложный момент для Казахстана и мира в целом. Вследствие глобальной дестабилизации энергетических рынков на фоне текущего вооруженного конфликта в Украине повышенную важность при формировании общей политики приобретает энергетическая безопасность. Безусловно, учитывая укрепление глобального консенсуса по поводу изменения климата и энергетического перехода, развитие возобновляемой энергетики и выход на нулевой баланс выбросов углерода сохраняют свою значимость. Однако все очевиднее становятся колоссальные сложности, стоящие на этом переходном пути. Помимо отсутствия определенности в отношении темпов разработки и внедрения технологий чистой энергетики, наиболее острыми представляются четыре проблемы: (1) возобновленный выход на первый план энергетической безопасности как одного из первоочередных государственных приоритетов; (2) расхождение во мнениях по поводу того, насколько быстро должен и может происходить энергетический переход в разных регионах мира, что отчасти связано с его потенциально дестабилизирующим воздействием на экономику; (3) обострение противоречий между развитыми и развивающимися странами относительно приоритетов перехода; а также (4) препятствия для расширения добычи и формирования цепочек поставок минерального сырья, необходимого для выхода на нулевой баланс выбросов.

Первая из вышеуказанных проблем – энергетическая безопасность – является одной из главных тем НЭД 2023 в связи с ее особым значением для Казахстана. В предыдущие несколько лет внимание к ней в глобальном масштабе несколько снизилось. Однако энергетический шок 2022 года, экономические трудности, возникшие в разных регионах, стремительный рост цен на энергоносители, который невозможно было представить два года назад, и геополитические конфликты – все это в совокупности подтолкнуло многие правительства и компании к пересмотру стратегий энергетического перехода. В рамках такого пересмотра делается вывод, что энергетический переход должен предполагать обеспечение энергетической безопасности – то есть наличия энергоресурсов в надлежащих объемах и по разумным ценам – чтобы заручиться поддержкой населения и избежать серьезных экономических осложнений. С данной точки зрения примечательна роль угля в казахстанской экономике – хотя на него приходится львиная доля «углеродного следа» Казахстана, этот производимый в стране недорогой вид топлива служит фундаментальным средством поддержания стабильности, содействуя смягчению более существенных рисков, связанных с другими аспектами энергетического перехода.

Энергетика является основой основ экономической безопасности и благополучия Республики Казахстан. Хотя за три десятилетия после обретения независимости экономика

страны заметно продвинулась по пути развития и диверсификации, углеводороды и другие энергоресурсы по-прежнему занимают в ней центральное место. В 2022 году одна только нефтегазовая отрасль вместе со смежными секторами (такими как транспортировка нефти и газа, строительство добывающих объектов и геология) обеспечила около 20% ВВП Казахстана, при этом 60% экспортных поступлений пришлось на нефть, которая является главным источником доходов государственного бюджета. Развитие нефтегазовой отрасли служило и продолжает служить залогом стабильности. Оно стимулирует экономическую активность, способствует созданию рабочих мест и приносит доходы, которые с 1991 года играют основополагающую роль в укреплении Казахстана как независимого государства, а также в обеспечении роста доходов и уровня жизни населения страны. Помимо прочего, это содействовало укреплению отношений Казахстана с его соседями и сделало страну надежным партнером и крупной фигурой в мировой нефтяной промышленности, а также значимым участником глобальных рынков, мирового сообщества и международных событий.

С другой стороны, подобная важность нефтегазовой отрасли увеличивает уязвимость национальной экономики перед внешними потрясениями. В частности, сильная зависимость экономики страны от доходов, связанных с углеводородами, усугубляет ее чувствительность к колебаниям мировых цен на нефть, что находило неоднократное подтверждение в последние годы. В частности, как сокращение ВВП Казахстана в 2020 году, так и его последующее сильное восстановление в 2021 году во многом повторяло траекторию мировых цен на нефть, а замедление роста ВВП страны в 2022-23 гг. совпало с замедлением роста цен на нефть в 2022 году и их снижением в 2023 году. Однако, несмотря на вышеуказанные факторы уязвимости, ожидается, что энергетика в целом и углеводородная отрасль в частности останется ключевым драйвером экономического роста Казахстана на протяжении всего прогнозного периода до 2050 года.

Учитывая важность энергетического сектора в экономике Казахстана, доходы от экспорта углеводородов и других энергоресурсов будут иметь чрезвычайно высокую значимость для инициатив по диверсификации и для финансирования текущего перехода страны к низкоуглеродной энергетике в перспективе. Однако Казахстан будет сталкиваться с растущей конкуренцией за ограниченные объемы иностранных инвестиций во всем мире (в том числе со стороны других крупных стран-производителей углеводородов). Компании-инвесторы по-прежнему будут рассматривать новые возможности, но теперь они придерживаются гораздо более строгой дисциплины управления капиталом, и странам, располагающим ресурсами, будет все труднее бороться за доступные инвестиции в новые проекты. В складывающейся ситуации властям Казахстана важно принимать действенные меры – за счет продуманной фискальной и иной политики – чтобы продемонстрировать, что страна располагает «выгодными» ресурсами, разработка, добыча и транспортировка которых возможна по относительно низкой цене и с незначительным углеродным следом. Не менее важными факторами являются предсказуемая нормативная среда и своевременное принятие решений. Именно эти критерии будут играть главную роль при выборе объектов для инвестирования международными компаниями.

Однако устойчивость к макроэкономическим потрясениям и создание привлекательной инвестиционной среды – это лишь две из составляющих энергетической безопасности Казахстана, которым уделяется внимание в НЭД 2023. Помимо вышеуказанных аспектов, в нем рассматривается важность диверсификации маршрутов экспорта казахстанской нефти ввиду того, что ответ Запада на российско-украинский конфликт привел к радикальной переориентации мировой торговли нефтью и газом в географическом плане, одновременно значительно повысив транзитные риски. К значимым элементам энергетической безопасности Казахстана также относятся укрепление общей устойчивости электроэнергетической сети (что приобретает все более высокую важность как в связи с наращиванием электрификации, так и в связи с увеличением доли генерации на базе непостоянных источников энергии (ВИЭ) в энергосети) и расширение мощностей хранения энергии. И, наконец, нельзя игнорировать важность политической устойчивости – широкого общественного консенсуса относительно курса декарбонизации и энергетической политики в целом. С нашей точки зрения, одним из ключевых способов повышения общей политической устойчивости является встраивание энергетического сектора в более широкие рамки рыночной экономики с тем, чтобы формирование цен и распределение ресурсов определялось фундаментальными факторами спроса и предложения. Это, помимо прочего, предполагает следование общим принципам открытой торговли применительно к энергоресурсам в международном масштабе.

Вторым проблемным аспектом энергетического перехода после энергетической безопасности являются сроки. Энергетический переход обещает быть чрезвычайно сложным процессом, который займет несколько десятилетий и потребует кардинальных перемен в использовании энергоресурсов, технологиях и политике. Насколько же быстро он должен – и может – происходить? В настоящее время проявляется активное стремление ускорить реализацию значительной части намеченных на 2050 год целей по сокращению выбросов углерода и достичь их к 2030 году. Однако временами складывается впечатление, что при этом недооценивается масштаб предполагаемых преобразований. Основываясь на результатах анализа инициатив в области энергетического перехода и сокращения выбросов парниковых газов в Казахстане, а также на их сравнении с действующими программами декарбонизации в международном плане, представляется целесообразным порекомендовать пересмотр одного из наиболее важных элементов Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года – системы торговли квотами на выбросы. По сути, в Казахстане наблюдается парадоксальная ситуация: хотя сокращение потребления угля в электроэнергетике является наиболее эффективным из возможных способов сокращения выбросов парниковых газов в стране, уголь – при рациональном подходе к его использованию – в краткосрочной перспективе может также послужить существенным фактором поддержания стабильности (своего рода энергетической «страховкой») на переходном пути, который, по всей видимости, будет тернистым.

Еще одним залогом стабильности является международное сотрудничество, о чем свидетельствует участие Казахстана с 2020 года в организованном сокращении добычи сырой

нефти группой ее крупнейших мировых производителей в рамках альянса ОПЕК+. Данная инициатива позволяет стабилизировать мировые рынки энергоресурсов, не позволяя ценам на нефть (а вместе с ними и доходам нефтяных экспортеров) упасть до очень низких отметок за счет обеспечения более близкого соответствия между глобальными объемами спроса и предложения. Еще одним направлением широкого регионального сотрудничества, потенциально содействующим энергетической безопасности, является предстоящее формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Данный процесс обеспечивает механизм, посредством которого цены на энергоресурсы в Казахстане могут постепенно вырасти до паритета с ценами в других государствах-членах ЕАЭС (прежде всего России) в ходе продвижения по пути создания открытых интегрированных рынков. Более высокий уровень цен на энергоресурсы принесет ощутимую выгоду за счет повышения эффективности энергопотребления (и, как следствие, снижения выбросов парниковых газов), а также сокращения нерегистрируемого («серого») экспорта потребителям в приграничных странах.

Помимо этого, ввиду обеспокоенности проблемами энергетической безопасности крупные международные энергокомпании внесли коррективы в стратегии реализации перехода, хотя и без полного их пересмотра. Накануне конфликта в Украине многие производители углеводородов ожидали, что они выйдут на максимальный уровень добычи нефти и газа раньше и на более низких отметках, чем прогнозировалось до пандемии COVID-19, в связи с чем прибегали к диверсификации портфелей, слияниям и поглощениям, продаже активов и созданию новых предприятий в сфере экологически чистой энергетики. Однако опасения, связанные с энергетической безопасностью, вследствие роста цен и нарушения цепочек поставок на фоне российско-украинского конфликта заставили многих руководителей в отрасли пересмотреть свои бизнес-планы и подходы к реализации перехода в целом. В текущих условиях высокого спроса некоторые компании, выступающие в роли «первопроходцев» энергетического перехода, перенесли планы сокращения добычи нефти и газа на более поздний срок. Крупные международные нефтяные компании концентрируют свою деятельность на территориях, находящихся ближе к их географическому местоположению, с более ясными для них геологическими и политическими условиями, одновременно придерживаясь более строгой дисциплины управления капиталом. В свою очередь, национальные нефтяные компании, хотя и представляют собой разнородную группу, в целом продолжают фокусироваться на максимально эффективной монетизации своих углеводородных ресурсов в условиях растущей конкуренции в инвестиционной среде.

Тем не менее, подобные перемены являются скорее промежуточной корректировкой, чем серьезной переориентацией стратегии энергетического перехода. Компании по-прежнему уделяют самое серьезное внимание повышению экономической эффективности своей деятельности и внедрению действенных технологических инноваций (большие данные, облачные вычисления, искусственный интеллект) для сокращения затрат и увеличения производства на действующих объектах. Многие из них также продолжают реализацию планов по диверсификации с охватом таких направлений, как строительство объектов возобновляемой энергетики, станций зарядки электромобилей и установок улавливания, использования и хранения углерода (CCUS).

Растет понимание того, что существенный прогресс в сокращении выбросов парниковых газов потребует применения не только проверенных низкоуглеродных технологий, таких как ветровая и солнечная электроэнергетика, но и технологий, которые в настоящее время еще находятся на стадии эксперимента – в частности, водородных технологий для применения в сферах, декарбонизация которых представляется затруднительной (как, например, тяжелая промышленность и транспорт). Это отнюдь не означает, что углеводородные энергоресурсы больше не будут играть важной роли. Несомненно, они сохранят свою значимость в мировой экономике в прогнозный период (до 2050 года), но со смещением акцента на уменьшение их воздействия на климат и повышение эффективности их потребления.

Мы представляем НЭД 2023 на текущем ключевом этапе развития энергетического сектора Казахстана с тем же ощущением оптимизма и целеустремленности, что и первый Доклад, выпущенный в 2015 году. Наша общая задача – внести вклад в обеспечение и расширение всеобъемлющего понимания складывающейся ситуации, чтобы способствовать принятию эффективных решений и формированию грамотной политики. Мы искренне надеемся, что это позволит Казахстану справиться со стоящими перед страной задачами в области энергетики, экологии и безопасности, одновременно способствуя экономическому и социальному благополучию своего народа.

Доктор Дэниел Ергин,
Вице-председатель S&P Global
Октябрь 2023 г.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Национальный Энергетический Доклад KAZENERGY за 2023 год подготовлен Ассоциацией KAZENERGY (при активном участии ее членов) и компанией S&P Global совместно с «Avantgarde Advisory». В его основу легла многолетняя исследовательская и аналитическая деятельность большого числа казахстанских и зарубежных экспертов из широкого круга организаций – таких как Ассоциация KAZENERGY, государственные органы Республики Казахстан, научно-исследовательские и проектные институты, а также отраслевые компании. Мы выражаем им самую искреннюю благодарность за неоценимое содействие. Настоящий Доклад выходит в свет в 2023 году, когда весь мир пытается преодолеть последствия энергетического шока, вызванного глобальной геополитической напряженностью и изменениями миропорядка. При этом, в текущем году также исполняется 30 лет со дня основания в Казахстане двух международных консорциумов, осуществляющих реализацию нефтегазовых мегапроектов - Тенгиз и Кашаган. Такой знаменательный юбилей служит напоминанием о том, что всего за несколько десятилетий Казахстан приобрел статус крупного игрока на глобальных энергетических рынках и надежного партнера в мировом энергетическом сообществе.

Работа над НЭД-2023 велась в условиях продолжающихся международных геополитических потрясений, а также нарушения исторически сложившихся торговых и транспортных потоков, что в определенной мере затрудняло получение данных для аналитики и составление прогнозов. Мы от всей души благодарны организациям, выделившим время как для виртуальных, так и для личных бесед с командой аналитиков. Мы также выражаем глубокую признательность компаниям-членам Ассоциации KAZENERGY и государственным учреждениям, которые отвечали на наши информационные запросы, делясь чрезвычайно ценными письменными комментариями, сведениями и наблюдениями.

Отдельную благодарность следует принести компании «Avantgarde Advisory» в лице ее Генерального директора Руслана Мухамедова и Олега Архипкина, которые принимали активное участие в создании настоящего Доклада и работали над содержанием глав, посвященных электроэнергетике, углю и урану, Екатерине де Вер Уолкер (компания SEEPX), которая вела подготовку главы по электроэнергетике, а также Андрею Кибарину, Татьяне Поляничкиной и Алишеру Курбаналиеву.

Помимо этого, немало специалистов из Казахстана и других стран выполняли доработку отдельных глав Доклада, соответствующих сфере их компетенции. Мы искренне благодарим их за внесенные предложения и замечания.

Также хотелось бы выразить особую признательность Тимуру Кулибаеву, Председателю Ассоциации KAZENERGY; Узакбаю Карабалину, Заместителю Председателя Ассоциации KAZENERGY; Кенжебеку Ибрашеву, Генеральному директору Ассоциации KAZENERGY; и Рустаму Журсунову, Уполномоченному по защите прав предпринимателей Казахстана. Полноценное составление Доклада было бы невозможным без их действенной помощи, поддержки и экспертной рекомендации.

Настоящий Доклад вышел в свет во многом благодаря поддержке АО НК «КазМунайГаз», АО НК «QazaqGaz», а также содействию ТОО «Тенгизшевройл», филиала компании «Шеврон Мунайгаз Инк.» и филиала компании «ЭксонМобил Казахстан Инк.».

Помимо вышеупомянутых лиц и компаний, мы выражаем отдельную признательность целому ряду организаций (промышленным предприятиям, энергетическим компаниям и др.) и их сотрудникам, которые также внесли свой вклад в подготовку Доклада.

Министерство энергетики Республики Казахстан	Саткалиев А.М.
Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан	Сулейменова З.Б., Нысанбаев Е.Н.
Министерство национальной экономики Республики Казахстан	Куантыров А.С., Амрин А.К.
Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан	Дарбаев А.К., Косымбаев Т.Е., Гасанов Р.И.
АО НК «КазМунайГаз»	Мирзагалиев М.М., Абдулгафаров Д.Е., Туребаева А.А., Шалабекова А.Л., Бачурин А.Г.
АО НК «QazaqGaz»	Отыншиев Е.М., Жаркешов С.С., Тулегенов А.М., Акан А.М., Бекмухамбетова А.А., Агимбетова Л.Е.
АО «КазТрансОйл»	Курманбаев Т.Н., Ибраев Е.Б., Аменов Д.К., Калиева С.А.
ТОО «РФЦ по ВИЭ»	Налибаева Г.К.
Ассоциация «KAZENERGY»	Ибрашев К.Н., Суттыбаев А.К., Абытов Ф.Х., Байдусенов А.Ж., Ибраев А.Б., Нарынбаев Д.С., Ементаев А.М.
АО «Жасыл Даму»	Сарсенбай Е.Н., Касенов А.А., Ахметова Б.А.

Ассоциация ВИЭ «Qazaq Green»	Капенов Н.Н., Шалабаев Т.М.
ОЮЛ «Республиканская ассоциация горнодобывающих и горно-металлургических предприятий»	Кононов М.С.
АО «НАК «Казатомпром»	Муканов Е.Ж.
ТОО «НМСК «Казмортрансфлот»	Оржанов А.Е., Сагатулы С., Есеркепова Д.А.
ТОО «Тенгизшевройл»	Кевин Лайон
Филиал «Шеврон Мунайгаз Инк.»	Дерек Магнесс
Филиал «ЭксонМобил Казахстан Инк.»	Ролин Сесиль Ивон Мари

Своевременной публикации Доклада на двух языках в существенной мере способствовала работа высокопрофессионального переводчика, Марии Гавриловой. Мы также благодарим Максима Сидорова за перевод ряда ключевых частей Доклада и Екатерину де Вер Уолкер (SEEPX) за перевод главы, посвященной электроэнергетике.

В завершении нельзя не упомянуть о том, что при подготовке настоящего Доклада нам в очередной раз посчастливилось сотрудничать со многими выдающимися и талантливыми коллегами в Республике Казахстан. Особой честью для нас является возможность представить Доклад в рамках проведения в Астане Kazakhstan Energy Week – 2023 и XV-го Евразийского форума KAZENERGY, посвященных актуальным вопросам будущего энергетики Казахстана.

С глубокой признательностью,

Мэтью Дж. Сейгерс, Вице-президент,
S&P Global (Matt.Sagers@spglobal.com)

Полина Миренкова, Директор и менеджер проекта,
S&P Global (Paulina.Mirenkova@spglobal.com)

Эндрю Р. Бонд, Старший консультант,
S&P Global (Andrew.Bond@spglobal.com)

Джон Вебб, Директор,
S&P Global (John.Webb@spglobal.com)

Ернар Ахметтаев, Старший аналитик-исследователь,
S&P Global (Yernar.Akhmettayev@spglobal.com)

Илья Левонтин, Старший аналитик-исследователь,
S&P Global (Ilya.Levontin@spglobal.com)

Динара Дарибаева, Аналитик-исследователь,
S&P Global (Dinara.Daribayeva@spglobal.com)

СОДЕРЖАНИЕ

1 ГЛОБАЛЬНАЯ ДИНАМИКА ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В 2022-23 ГГ., ВКЛЮЧАЯ ПРОГНОЗ НА БУДУЩЕЕ 15

1.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ 15
1.2 ОБЩИЕ ТЕНДЕНЦИИ СПРОСА НА ПЕРВИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ 16
1.3 ПРОГНОЗ ГЛОБАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА (ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ) НА ПЕРИОД ДО 2050 ГОДА 18
1.4 ТЕНДЕНЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА СИТУАЦИЮ В КАЗАХСТАНЕ 20
1.4.1 Мировые цены на нефть: кривая затрат на стороне предложения смещается вверх 21
1.4.1.1 Текущая динамика мировых цен на нефть и нефтяного рынка 21
1.4.1.2 Ценовые сценарии на ближайшую и долгосрочную перспективы 22
1.4.2 Прогноз мирового баланса нефти 23
1.4.2.1 Мировой спрос на нефть 25
1.4.2.2 Мировой объем предложения нефти 27
1.4.3 Потенциальное влияние на ситуацию в Казахстане 32
1.4.3.1 Экономика Казахстана: ключевая роль колебаний цен на нефть во «взлетах и падениях» 2020-23 гг. 32
1.4.3.2 Ситуация в сфере разведки и добычи в Казахстане: тенденции в области затрат повышают актуальность политических реформ для привлечения новых инвестиций 37
1.5 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ 42

2 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КАЗАХСТАНА 44

2.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ 44
2.2 ВВЕДЕНИЕ 46
2.3 ТРИ ГЛАВНЫХ АСПЕКТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ 46
2.3.1 Стратегии диверсификации 46
2.3.1.1 Диверсификация источников поставок для импортеров энергоресурсов 46
2.3.1.2 Диверсификация рынков и маршрутов транспортировки для стран-экспортеров энергоресурсов 49
2.3.2 Устойчивость, или быстрое восстановление после непредвиденных событий (Resilience) 51
2.3.2.1 Хранение 51
2.3.2.2 Надежность электроэнергетической системы 54
2.3.2.3 Устойчивость энергетической политики 55
2.3.3 Прозрачность 56
2.4 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ (НЕ)СТАБИЛЬНОСТЬ И ТЕМПЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА 56
2.5 МЕЖДУНАРОДНЫЕ (ЭКСТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ) МЕХАНИЗМЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА КАЗАХСТАН 59
2.5.1 Механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM) 59
2.5.1.1 Сфера охвата (типы выбросов и отрасли промышленности) 59
2.5.1.2 Механизм и график реализации 60
2.5.1.3 Льготы 60
2.5.1.4 «Контрольный список» сферы охвата 60
2.5.1.5 Последствия для торговли Казахстана 60
2.5.2 Другие экстерриториальные механизмы снижения выбросов 61
2.6 СКОЛЬКО БУДЕТ СТОИТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД? 61
2.6.1 Расчетные затраты для США 62
2.6.1.1 Прямые издержки потребителей на энергоресурсы возрастают в условиях нулевых выбросов, но лишь ненамного в случае США 62
2.6.1.2 Прямые социальные издержки компенсируются за счет косвенных 63

2.6.1.3 Выход на нулевой баланс выбросов в электроэнергетике требует значительных дополнительных инвестиций ... 64
2.6.2 Расчетные затраты для выхода на нулевой баланс выбросов в Казахстане ... 64
2.7 СТРАТЕГИИ ПЕРЕХОДА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ БЫЛИ ПЕРЕСМОТРЕНЫ В СВЯЗИ С ВОЗНИКАЮЩИМИ ОПАСЕНИЯМИ В ОТНОШЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ... 66
2.7.1 «Первопроходцы» ... 66
2.7.2 Традиционные МНК ... 68
2.7.3 Национальные нефтяные компании (ННК) ... 69
2.8 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЕЕ ПОСЛЕДСТВИЯ: ПРОГНОЗ ПЕРВИЧНОГО ЭНЕРГОБАЛАНСА КАЗАХСТАНА ДО 2050 Г. ... 71
2.9 КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ ПО ВОПРОСАМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ЕЕ РЕАЛИЗУЕМОСТИ ... 74
2.10 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ... 75
2.10.1 Национальная стратегия энергетической безопасности Республики Казахстан ... 76

3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ В ЕВРАЗИИ ... 79

3.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ... 79
3.2 СОЗДАНИЕ ОБЩИХ ЭНЕРГОРЫНКОВ В РАМКАХ ЕАЭС ОЗНАЧАЕТ СЕРЬЕЗНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ВО ВНУТРЕННЕМ ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В КАЗАХСТАНЕ И ПЕРЕОРИЕНТАЦИЮ МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ ТОРГОВЛИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ ... 80
3.2.1 Нефть и нефтепродукты ... 81
3.2.1.1 Транзит ... 81
3.2.1.2 Ценообразование ... 81
3.2.1.3 Сферы, где наблюдается прогресс ... 83
3.2.2 Природный газ ... 84
3.2.2.1 Транзит ... 85
3.2.2.2 Ценообразование ... 85
3.2.2.3 Торговля газом ... 87
3.2.2.4 Резюме ... 87
3.2.3 Электроэнергия ... 87
3.2.4 Противоречия между Казахстаном и Россией по поводу транзита угля сглаживаются в результате переориентации экспортных направлений двух стран ... 90
3.3 ИНТЕГРАЦИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГОРЫНКОВ СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ ... 91
3.3.1 Интеграция энергорынков ... 91
3.3.2 Интеграция энергосистем ... 91
3.3.2.1 ТАПИ и CASA-1000 ... 91
3.3.2.2 Финансирование со стороны международных банков развития и из других источников ... 92
3.3.2.3 Двусторонние проекты ... 92
3.4 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ... 93

4 ИНИЦИАТИВЫ КАЗАХСТАНА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ... 97

4.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ... 99
4.2 ОБЗОР ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ КАЗАХСТАНА ... 100
4.2.1 Обзор соответствующих законов и нормативно-правовых актов, включая Экологический кодекс ... 100
4.2.2 Обзор ограничений и барьеров для иностранных инвестиций в технологии «зеленой» энергетики ... 102
4.3 СТРАТЕГИИ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ РАЗНЫХ СТРАН СУЩЕСТВЕННО РАЗЛИЧАЮТСЯ ПО УРОВНЮ КООРДИНАЦИИ ПОЛИТИКИ, А ТАКЖЕ ПО СОЧЕТАНИЮ СТИМУЛОВ И НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ ... 105

4.3.1 Политика «1 + N» в Китае: опора на централизованное государственное руководство ... 106
4.3.2 Политика ЕС «Fit for 55»: главная роль отведена регулированию, а не стимулам ... 107
4.3.2.1 Сокращение выбросов ... 108
4.3.2.2 Активизация развития возобновляемой энергетики: RED II ... 108
4.3.2.3 Повышение энергоэффективности: EED ... 109
4.3.3 США: разноплановый подход, опирающийся на новые законодательные стимулы и существующую нормативную базу ... 109
4.3.3.1 Закон о снижении инфляции ... 109
4.3.3.2 Предлагаемые нормативные требования по выбросам от электростанций ... 110
4.3.3.3 Новые нормы выбросов для транспортных средств ... 110
4.3.3.4 Нормативные требования по выбросам метана ... 111
4.3.4 Российская Федерация: ограниченный круг мер с использованием имеющихся преимуществ и акцентом на компенсацию выбросов углерода ... 112
4.3.5 Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан в сравнительной перспективе ... 114
4.4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТОРГОВЛИ ВЫБРОСАМИ В КАЗАХСТАНЕ ... 114
4.4.1 Обзор казахстанской системы торговли выбросами ... 114
4.4.1.1 Первая фаза СТВ Казахстана ... 116
4.4.1.2 Вторая фаза СТВ Казахстана ... 117
4.4.1.3 Третья фаза СТВ Казахстана ... 118
4.4.1.4 Четвертая фаза СТВ Казахстана ... 119
4.4.1.5 Пятая фаза СТВ Казахстана ... 119
4.4.2 Особая проблема: ликвидность рынка ... 121
4.4.3 Что требуется для того, чтобы СТВ Казахстана приобрела большую эффективность? ... 122
4.5 АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ВЫБРОСОВ ПГ: ОБЩИЕ ТЕНДЕНЦИИ И СОСТАВЛЯЮЩИЕ ... 123
4.6 ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА ПРОЦЕССА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ... 126
4.7 ИНИЦИАТИВЫ В ОБЛАСТИ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ ... 127
4.7.1 Водород ... 127
4.7.1.1 Производство «зеленого» водорода в Мангистауской области ... 127
4.7.1.2 Инициативы по водороду КМГ и других компаний ... 128
4.7.2 Проекты CCS/CCUS ... 129
4.7.3 Электромобили ... 129
4.7.3.1 Меры поддержки со стороны государственной политики ... 131
4.7.4 Биотопливо ... 131
4.7.4.1 Меры поддержки со стороны государственной политики ... 131
4.8 АКТУАЛИЗИРОВАННЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕХОДЕ НА НДТ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ СОГЛАСНО ПОЛОЖЕНИЯМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОДЕКСА ... 131
4.9 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ... 134

5 НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА ... 136

5.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ... 136
5.2 ОБЗОР ДИНАМИКИ НЕФТЯНОГО БАЛАНСА И СТРУКТУРЫ СОБСТВЕННОСТИ В ОТРАСЛИ ... 137
5.3 РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА ... 140
5.3.1 Динамика ресурсной базы (запасов) и разведки ... 140
5.3.2 Текущие тенденции и прогноз добычи ... 141
5.3.3 Разработка нормативных правовых актов, регулирующих деятельность в сфере разведки и добычи ... 145
5.3.3.1 Улучшенный модельный контракт (УМК) ... 145
5.3.3.2 Электронные аукционы ... 146
5.3.3.3 Потенциал привлечения новых инвестиций в разведку и добычу ... 148
5.3.3.4 Условия налогообложения деятельности по разведке и добыче ... 148

5.4 ТРАНСПОРТИРОВКА СЫРОЙ НЕФТИ ... 150
5.4.1 Существующие мощности экспортной инфраструктуры ... 150
5.4.2 Текущие тенденции и прогноз экспорта ... 151
5.4.3 Основные препятствия на пути расширения транскаспийского экспорта: экономические и инфраструктурные сложности ... 155
5.4.3.1 «Нетбэк» от транскаспийского экспорта в сравнении с альтернативными вариантами ... 155
5.4.3.2 Проблемы транскаспийской инфраструктуры ... 156
5.5 ДИНАМИКА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ ... 158
5.5.1 Недавние изменения в казахстанском балансе нефтепродуктов ... 158
5.5.2 Обзор основных тенденций для трех главных НПЗ ... 160
5.5.2.1 Проблемы поставок сырья ... 161
5.5.3 Прогноз баланса нефтепродуктов в Казахстане ... 162
5.5.4 Чувствительность траектории внутреннего спроса к ходу рыночных реформ ... 163
5.5.5 Ключевые тенденции для отдельных нефтепродуктов ... 165
5.5.5.1 Дизельное топливо ... 165
5.5.5.2 Керосин ... 166
5.5.5.3 Бензин ... 167
5.5.5.4 Мазут ... 168
5.6 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ... 169

6 ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ И ХОД РЕАЛИЗАЦИИ ОБЩЕЙ СТРАТЕГИИ ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА ... 171

6.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ... 171
6.2 ВВЕДЕНИЕ ... 172
6.3 ЗАПАСЫ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА ... 173
6.3.1 Планы по наращиванию ресурсной базы газа ... 175
6.4 ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА В СФЕРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ... 180
6.5 СТИМУЛИРОВАНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ ... 182
6.5.1 Улучшенный модельный контракт ... 182
6.5.1.1 УМК распространяется только на сложные месторождения ... 183
6.5.1.2 Предусмотренные УМК регуляторные и фискальные преференции ... 183
6.5.1.3 Обязательства согласно УМК ... 184
6.5.1.4 Общая оценка УМК ... 185
6.5.2 Новый подход к формированию цен закупки у производителей для стимулирования геологоразведочных работ ... 186
6.6 ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА ... 188
6.6.1 Текущие тенденции ... 188
6.6.2 Прогноз добычи газа согласно базовому сценарию S&P Global ... 190
6.7 ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ ... 193
6.8 ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ ... 194
6.8.1 Транзит газа ... 199
6.8.2 Дилемма газоснабжения северо-центрального и восточного регионов Казахстана: расширение газопровода «Сарыарка» или импорт газа из России? ... 199
6.9 ВНУТРЕННЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА ... 200
6.9.1 Казахстанская программа газификации ... 200
6.9.2 Исторические данные по потреблению газа ... 202
6.9.3 Прогноз потребления газа в Казахстане ... 206
6.10 РАСШИРЕНИЕ ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА ... 207
6.10.1 Газовое сырье для производства газохимической продукции в Казахстане ... 207
6.10.1.1 Интегрированный газохимический комплекс в Атырау, Этап 1: в Казахстане введён в эксплуатацию завод мирового класса по производству полипропилена ... 207
6.10.1.2 Действующее газохимическое производство в Казахстане ... 208

6.10.2 Общая стратегия развития газохимической отрасли в Казахстане ... 210
6.10.2.1 Планируемые газохимические проекты в Казахстане ... 211
6.10.3 Проблемы экспорта и логистика нефтехимической продукции в западном Казахстане ... 213
6.11 ТОРГОВЛЯ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ: ДАННЫЕ ПРОШЕДШИХ ПЕРИОДОВ И ПРОГНОЗ ... 214
6.11.1 Экспорт газа из Казахстана ... 214
6.11.2 Импорт газа в Казахстан ... 216
6.12 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ГАЗОВОГО БАЛАНСА КАЗАХСТАНА ДО 2030 ГОДА ... 217
6.12.1 Официальный прогноз производства газа ... 217
6.12.2 Официальный прогноз потребления газа ... 219
6.13 ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН НА ГАЗ В КАЗАХСТАНЕ ... 221
6.13.1 Розничные цены ... 221
6.13.2 Оптовые цены ... 222
6.13.3 Тарифы на транспортировку по газопроводам ... 224
6.13.4 Единый рынок газа ЕАЭС и гармонизация цен на газ ... 226
6.14 КАЗАХСТАНСКИЙ СЕКТОР СУГ ... 227
6.14.1 Производство ... 227
6.14.2 Спрос ... 228
6.14.3 Структура рынка и динамика цен ... 232
6.14.4 Прогноз баланса СУГ в Казахстане ... 234
6.15 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ... 237

7 УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ... 239

7.1 Ключевые моменты ... 239
7.2 Регулирование отрасли ... 239
7.3 Запасы угольных бассейнов ... 240
7.4 Добыча угля ... 241
7.5 Внутреннее потребление угля ... 242
7.6 Экспорт угля ... 243
7.7 Транспортировка угля ... 244
7.8 Аварии на угольных шахтах ... 245
7.9 Развитие угольной промышленности Казахстана ... 246
7.10 Основные выводы и рекомендации ... 248

8 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ... 250

8.1 Ключевые моменты ... 250
8.2 Сведения об электроэнергетике ... 251
8.2.1 Производство электроэнергии ... 254
8.2.2 Передача и распределение электроэнергии ... 255
8.2.3 Потребление электроэнергии ... 257
8.2.4 Регулирование отрасли ... 259
8.2.5 Рынок электроэнергии и Единый закупщик электроэнергии ... 260
8.2.6 Подходы к окупаемости инвестиций в модернизацию электростанций ... 263
8.2.7 Взаимодействие с сопредельными энергосистемами ... 265
8.2.8 Теплоснабжение ... 267
8.2.9 Кадровая политика ... 267
8.3 Реформирование отрасли и энергетический переход ... 268
8.4 Прогнозы развития электроэнергетики ... 270

9 АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ..... 272

9.1 Ключевые моменты..... 272
9.2 Добыча и запасы урана..... 272
9.3 Производство ядерного топлива..... 276
9.4 Перспективы ядерной энергетики в мире..... 276
9.5 Выбор реактора для Казахстана..... 278
9.6 Атомная энергетика и низкоуглеродное развитие..... 279
9.7 Основные выводы и рекомендации..... 280



ГЛАВА 1

ГЛОБАЛЬНАЯ ДИНАМИКА ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В 2022-23 ГГ., ВКЛЮЧАЯ ПРОГНОЗ НА БУДУЩЕЕ

1. ГЛОБАЛЬНАЯ ДИНАМИКА ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В 2022-23 ГГ., ВКЛЮЧАЯ ПРОГНОЗ НА БУДУЩЕЕ

1.1 Ключевые моменты

► Под влиянием экономических последствий COVID-19 в 2020 г. совокупный мировой спрос на первичные энергоресурсы снизился на 3,9%, однако в 2021 и 2022 гг. восстановился, превысив уровень, наблюдавшийся до пандемии: в 2021 г. он вырос на 4,9%, а в 2022 г. – на 1,4% (до 15 млрд т н.э.). Лидером по объему потребления среди первичных энергоресурсов в 2022 г. оставалась нефть (т.е. сырая нефть и конденсат), доля которой в мировом спросе на первичные энергоресурсы составила 30,5%, а следующие за ней позиции заняли уголь (26,8%) и природный газ (22,9%).

► В структуре спроса на первичные энергоресурсы в 2022 г. наиболее существенный рост в относительном выражении продемонстрировала возобновляемая энергия (14,0%), а на втором месте оказалась нефть (2,9%). Несколько неожиданным стало продолжение медленного (хотя и временного) увеличения спроса на уголь, который вырос на 1,4%. С другой стороны, спрос на газ, напротив, несколько снизился (на 0,8%). Подобная смена тенденций для двух видов топлива – газа и угля – обусловлена не долгосрочными трендами, а стечением текущих обстоятельств более преходящего характера, таких как: резкое падение спроса на газ в Европе вследствие сокращения поставок из России в связи с конфликтом в Украине; более слабый, чем ожидалось, спрос в Китае на фоне затянувшегося восстановления экономики страны после пандемии COVID-19; а также временное обращение вспять перехода с угля на газ в электроэнергетике и промышленности, вызванное резким ростом цен на газ и снижением выработки гидроэлектроэнергии из-за засухи в ряде регионов (в частности, в Европе/Евразии), в результате чего пришлось прибегать к углю как средству замещения.

► Прогноз S&P Global Commodity Insights (базовый или планируемый сценарий) мирового спроса на первичные энергоресурсы до 2050 г. предусматривает устойчивое расширение использования более низкоуглеродных источников энергии в большинстве крупных экономик в 2030-х и 2040-х гг. К середине 2030-х гг. потребление ископаемого топлива будет находиться на траектории устойчивого спада, тогда как проникновение на рынок возобновляемых источников энергии (ВИЭ) будет стабильно расти. Несмотря на двукратный рост мирового ВВП и увеличение численности населения мира примерно на 2 млрд человек, совокупный спрос на первичные энергоресурсы к 2050 году вырастет [всего] на 15% (0,5% в год) по сравнению с текущим уровнем, что объясняется одновременным снижением энергоемкости (на 2,0% в год) за счет повышения энергоэффективности.

► Глобальный спрос на жидкие углеводороды[1] достигнет пиковой отметки в начале 2030-х гг., а к концу 2040-х гг. постепенно вернется к показателям 2022 г. Хотя нефть теряет долю рынка и суммарный спрос на нее падает, она все же останется крупнейшей составляющей совокупного спроса на первичные энергоресурсы (ССПЭ) в 2050 г. (4 334,7 млн т н.э. или 25% ССПЭ). В свою очередь, природный газ будет играть значимую роль «моста» на пути к низкоуглеродному будущему. Доля газа в ССПЭ в 2050 г. (22%) сохранится практически на таком же уровне, как и сейчас (23%), однако объем его потребления, согласно прогнозам, повысится примерно на 12%. Аналогичным образом, атомная энергия и гидроэлектроэнергия останутся важнейшими средствами производства электроэнергии с нулевым уровнем выбросов в новой энергосистеме, хотя их доли в ССПЭ по сравнению с текущим показателем существенно не изменятся. Самый быстрый рост доли в ССПЭ в 2022-50 гг. продемонстрируют ВИЭ, не относящиеся к гидроэнергетике: их доля будет расти в среднем на 7,4% в год и выйдет на показатель 20% ССПЭ (что почти в семь раз больше, чем в настоящее время). В отличие от этого, спрос на уголь в период до 2050 г. (начиная с 2023 г.) будет неуклонно снижаться на фоне роста конкуренции со стороны газа и ВИЭ, а также на фоне ужесточения политики, ограничивающей его использование. В результате доля угля в ССПЭ сократится более чем наполовину (до 11% в 2050 г.), при этом в абсолютном выражении объемы его потребления снизятся более чем на 50%.

► Согласно прогнозу S&P Global, в период с 2023 г. по 2050 г. средняя цена на сырую нефть Dated Brent в реальном выражении (в постоянных долларах 2022 года) будет составлять около 74 доллара США за баррель (долл. США/барр.) – это на 10 долл. США/барр. выше по сравнению с базовым сценарием, представленным в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год.* Такое изменение прогнозной ценовой траектории в сторону увеличения объясняется целым рядом факторов, оказывающих дополнительное давление на уровень затрат производителей в точке безубыточности. А именно: имеет место рост инфляции из-за проблем с цепочками поставок на фоне продолжающегося в мире восстановления после COVID-19; вооруженный конфликт в Украине и его геополитические последствия приводят к росту ценовой «премии за риск»; и негативное воздействие западных санкций на российскую нефтедобычу в более долгосрочной перспективе ведет к исчезновению с мирового рынка значительных объемов более дешевой нефти. Помимо этого, инвесторам теперь требуется более высокий уровень прибыли для запуска новых крупных проектов разведки и добычи, поскольку текущий глобальный курс на декарбонизацию ослабляет перспективы мирового спроса на нефть в целом.

1 Показатели глобального спроса на жидкие углеводороды (или нефть) отражены как совокупный объем жидких углеводородов, который включает сырую нефть, а также биотопливо, сжиженный углеводородный (нефтяной) газ и другие жидкие энергоносители (в том числе жидкие фракции природного газа, жидкое топливо на основе газа (GTL), жидкое топливо на основе угля (CTL), асфальт, нефтяной кокс, парафины, смазочные материалы, авиационный бензин, оксигенаты (кислородсодержащие соединения) из невозобновляемого сырья, добавки для нефтепереработки и горючие сланцы [кероген]).

► Одним из ключевых последствий новых западных санкций в отношении экспорта российской нефти и нефтепродуктов, начиная с 2022 г., стало размежевание мировых рынков на те, где их покупают, и те, где отказываются от их покупки. Западным государствам, которые в настоящее время в целом запретили ввоз российских баррелей, импорт в результате обходится в среднем дороже, чем таким странам, как Индия и Китай, которые являются главными покупателями российской нефти, перенаправляемой с европейских рынков по значительно сниженным ценам. Немаловажно отметить, что на страны, где не действуют санкции против России, приходится около 2/3 населения мира, и доля этих стран на мировом рынке углеводородов растет. Введенный странами «Большой семерки»/ЕС режим ценового ограничения («потолок цен») – в соответствии с которым услуги по морской перевозке для экспорта российской нефти и нефтепродуктов предоставляются вышеуказанными странами при условии, что цена в рамках таких торговых операций не превышает установленных предельных значений – способствует стабильности экспортных объемов российской нефти и нефтепродуктов, тем самым содействуя предотвращению резкого роста мировых цен на нефть и одновременно усиливая разделение рынков. Тем не менее, добровольное сокращение нефтедобычи странами альянса ОПЕК+, членами которого являются Россия и Казахстан, продолжает ограничивать мировой объем предложения нефти, что оказывает повышательное давление на цены.

► В течение прогнозного периода рост мирового спроса и предложения нефти будет сконцентрирован в странах, не входящих в ОЭСР, и в странах ОПЕК соответственно. В части спроса – доля стран, не входящих в ОЭСР, в мировом объеме потребления жидких углеводородов увеличится с 54,1% в 2022 г. до 68,1% в 2050 г. (при этом главным мировым центром роста спроса на нефть останется Азиатско-Тихоокеанский регион). В части предложения – добыча жидких углеводородов в странах ОПЕК вырастет на 28% до 44 млн барр. в сутки в 2050 г., в результате чего доля ОПЕК в совокупном мировом объеме добычи жидких углеводородов повысится с 34% в 2022 г. примерно до 44% в 2050 г. Тремя крупнейшими мировыми производителями в период до 2050 г., вероятно, останутся США, а также входящие в ОПЕК+ Саудовская Аравия и Россия (на долю которых в совокупности пришлось более 30% мирового объема предложения жидких углеводородов в 2022 г.).

► В целом, развитие нефтегазовой отрасли продолжает приносить Казахстану ощутимую выгоду. Однако здесь есть и обратная сторона: высокая зависимость экономики от доходов, связанных с углеводородами, означает высокую чувствительность макроэкономических тенденций к воздействию колебаний мировых цен на нефть, что неоднократно проявлялось в последние годы. В частности, как сокращение казахстанского ВВП в 2020 г., так и его последующее восстановление, начавшееся в 2021 г., во многом соотносились с мировыми тенденциями нефтяных цен. Аналогичным образом, замедление роста ВВП страны в 2022-23 гг. было обусловлено замедлением роста цен на нефть в 2022 г. и их снижением в 2023 г. И хотя оживление в энергетическом секторе способствовало подъему экономики страны в 2022-23 гг., энергетика все же отставала от других отраслей в части восстановления инвестиций в основной капитал после 2020 г., что говорит об относительно низкой текущей доходности в данной сфере. Тем не менее, несмотря на эти вызывающие обеспокоенность моменты, ожидается, что в период до 2050 г. энергетика в целом (и углеводородная отрасль в частности) останется ключевым драйвером экономического роста Казахстана: ожидается, что годовой рост ВВП со временем замедлится, но все же будет составлять в среднем 2,6% в период с 2023 г. по 2050 г.

► Составленные S&P Global сравнительный анализ затрат на разведку и добычу в нефтедобывающих странах и рейтинг стран с точки зрения привлекательности их добывающей отрасли говорят о том, что Казахстану может оказаться непросто конкурировать с некоторыми другими странами мира за привлечение новых иностранных инвестиций, необходимых для финансирования дополнительной разработки добывающих активов. Расчеты, выполненные на базе методики построения кривой затрат S&P Global, показывают относительно высокий уровень цены безубыточности для типового нового казахстанского проекта разведки и добычи (в 2022 г.) – около 67 долл. США/барр. (имеются в виду проекты, разработка которых предположительно начнется в течение ближайших нескольких лет). Для понимания контекста следует пояснить, что, по имеющимся прогнозам, бóльшая часть новых объемов мировой добычи сырой нефти в период до 2040 г. будет приходиться на страны, где безубыточность проектов обеспечивается при цене 50 долл. США/барр. или ниже. Вместе с тем, в нашем самом недавнем квартальном рейтинге привлекательности в сфере разведки и добычи Казахстан занял лишь 78-е место из 112 стран, хотя следует отметить, что за последние 10 лет его рейтинг несколько улучшился (к ключевым причинам относительно низкой позиции Казахстана относятся сравнительно высокая доля налоговых сборов со стороны государства и, соответственно, низкий уровень прибыли для инвесторов в проекты разведки и добычи в Казахстане).

1.2 Общие тенденции спроса на первичные энергоресурсы

Глобальные тенденции потребления энергоресурсов после пандемии COVID-19 формируются под влиянием все более сложного комплекса взаимодействующих между собой движущих сил, которым, судя по всему, суждено кардинально изменить траекторию и структуру мирового спроса на энергоресурсы в течение ближайших трех десятилетий. Спрос на первичные энергоресурсы восстанавливается после пандемии, но одновременно набирает обороты переход к более низкоуглеродным источникам энергии. Присущие этому переходу факторы неопределенности теперь усугубляются новым элементом – геополитической турбулентностью. В связи с нарушением и последующей переориентацией потоков торговли энергоресурсами на фоне конфликта в Украине на первый план энергетической и более широкой экономической повестки многих государств в настоящее время выходят вопросы энергетической безопасности. Такая обеспокоенность проблемами безопасности в равной мере актуальна как для стран, экономика которых зависит от импорта ископаемого топлива, так и для стран, где доходы от

Таблица 1.1 Спрос на первичные энергоресурсы по видам топлива, 2019–23 гг. (млн т н.э.)

	2019	2020	2021	2022	2023*	Δ%, 2021-22
Всего	**14 685**	**14 115**	**14 801**	**15 007**	**15 138**	**1,4**
Нефть	4 624	4 188	4 453	4 584	4 694	2,9
Природный газ	3 358	3 307	3 460	3 431	3 397	-0,8
Уголь	3 914	3 809	3 963	4 020	3 924	1,4
Гидроэнергия	364	373	367	371	388	1,1
Атомная энергия	728	700	729	699	711	-4,1
ВИЭ	331	364	408	465	545	14,0
Современная биомасса	745	751	787	794	849	0,9
Прочее**	620	623	634	643	631	1,3

Примечания: *Расчетные показатели. **Включает традиционную биомассу, твердые отходы, тепло окружающей среды, а также чистый оборот электроэнергии, водорода и тепловой энергии.
Источник: S&P Global (Energy and Climate Scenarios) [Сценарии в области энергетики и климата].

© 2023 S&P Global.

экспорта энергоресурсов обеспечивают существенную часть поступлений в государственный бюджет.

Хорошим отправным пунктом на пути к пониманию того, во что могут вылиться вышеуказанные тенденции, служит оценка структуры мирового спроса на первичные энергоресурсы, складывающейся в процессе выхода из пандемии (в 2021 и 2022 гг.). Эффект пандемии очевидным образом проявляется в снижении и последующем восстановлении глобальной экономической активности: в 2020 г. совокупный реальный мировой ВВП упал на 3,1%, а затем последовал его существенный рост (на 6,0%) в 2021 г. и более медленное увеличение (на 3,1%) в 2022 г.[2] Траектория мирового спроса на первичные энергоресурсы была в целом схожей: сокращение на 3,9% в 2020 г., активное восстановление (4,9%) до уровня, наблюдавшегося до пандемии, в 2021 г. с последующим замедлением роста (1,4%) в 2022 г. (Таблица 1.1 «Спрос на первичные энергоресурсы по видам топлива, 2019-23 гг.»). В вышеуказанном году нефть (т.е. сырая нефть и конденсат) продолжала оставаться наиболее широко потребляемым энергоносителем – на нее пришлось 30,5% от совокупного объема спроса на первичные энергоресурсы, – а следующие позиции заняли уголь (26,8%) и природный газ (22,9%). Доли других видов топлива в совокупном мировом спросе на энергоресурсы были значительно меньше – на каждый из них приходилось не более 5%.

Показательным представляется анализ относительных изменений спроса на каждый из рассматриваемых видов топлива за 2021-22 гг., который наглядно отражает как краткосрочные проявления нестабильности в результате российско-украинского конфликта, так и предположительно устойчивый характер более долгосрочных тенденций. Умеренный рост мирового потребления нефти (жидких углеводородов) соотносится с постепенным восстановлением активности по мере ослабления воздействия пандемии, тогда как спад потребления природного газа в 2022 г. явно обусловлен снижением его использования в Европе в результате сокращения российских поставок на европейские рынки[3], а также слабым спросом в Китае, где эффект пандемии оказался более длительным, чем в большинстве других регионов мира. Европейские и мировые спотовые цены на газ резко выросли на фоне ожидаемого дефицита предложения зимой 2022 года, что в еще большей мере способствовало снижению спроса. Из-за аномальной ситуации с поставками газа и связанного с этим высокого уровня цен глобальный курс на переход с угля на газ в электроэнергетике и промышленности в 2022 г. временно обратился вспять, а потребление угля в общемировом масштабе увеличилось на 1,4%. Еще одним фактором, способствовавшим росту регионального спроса на уголь в Европе/Евразии (в частности, в России), стала более теплая и сухая погода весной и летом 2022 года. Это вызвало сокращение выработки гидроэлектроэнергии, а в Европе – также и атомной энергии, поскольку источники воды для охлаждения оказались под угрозой из-за снижения уровня рек, в результате чего угольные мощности в гораздо более существенном объеме, чем обычно, были задействованы в качестве резервных.[4]

Несмотря на вышеуказанные «сбои» в мировом спросе на первичные энергоресурсы в 2022 г., в других его аспектах наблюдалось сохранение или даже ускорение долгосрочных тенденций. Рост спроса на возобновляемую энергию вышел на двузначные показатели (хотя и с невысокого стартового уровня), значительно превысив рост спроса на первичные энергоресурсы в целом, который составил 1,4%, и тем самым подкрепив импульс глобального энергетического перехода на возобновляемые виды электроэнергии и топлива; в 2022 г. выработка электроэнергии в мире на ветровых электростанциях (ВЭС) выросла на 14,1%, а на солнечных электростанциях (СЭС) – на 26,7%.

2 S&P Global Market Intelligence, Economics and Country Risk, *Global Executive Summary*, 21 June 2023 [S&P Global Market Intelligence, Экономика и страновой риск, *Сводный глобальный обзор*, 21 июня 2023 г.].

3 По данным Международного энергетического агентства, спрос на природный газ в Европейском Союзе в 2022 г. снизился на 55 млрд м^3 (или на 13%), что стало самым резким спадом в истории; см. https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022.

4 См. S&P Global Commodity Insights, Russia Watch, *Damage Control: How is Russia's energy industry adapting to intensified Western sanctions and new domestic political and economic constraints?* March 2023, p. 50. [S&P Commodity Insights, Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры: как российская энергетика адаптируется к ужесточению западных санкций и новым внутренним политическим и экономическим ограничениям?»*, март 2023 г., стр. 50].

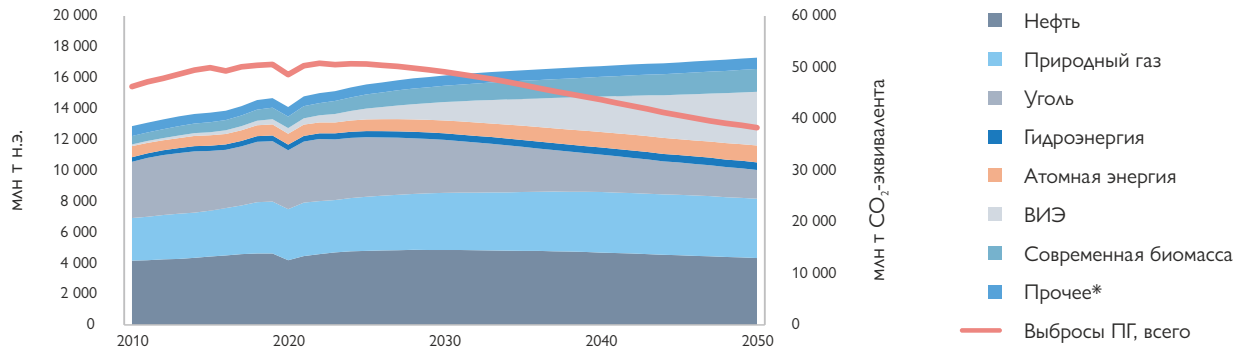
1.3 Прогноз глобальной структуры топливно-энергетического баланса (потребления энергоресурсов) на период до 2050 года

Долгосрочный прогноз мирового спроса на первичные энергоресурсы основан на составленном S&P Global базовом сценарии развития энергетики, который носит название «Переломный этап» (Inflections®). Этот сценарий моделирует будущий мировой спрос на энергоресурсы и связанные с ним выбросы парниковых газов на период до 2050 года, исходя из следующих предположений общего плана:

- ***Фундаментальные перемены*** в международных отношениях, в государственной политике, на рынках, а также в индивидуальных предпочтениях и поведении, ускоряют глобальный энергетический переход существеннее, чем ожидалось ранее.
- ***Рост геополитической нестабильности*** способствует стремлению стран к упрочению политической, экономической и энергетической безопасности и независимости. В глобальном ландшафте наблюдается более существенное размежевание, а международные отношения становятся более конъюнктурными (ориентированными на извлечение выгоды из текущей ситуации) и носящими характер сделок.
- ***Интересы государственной безопасности становятся тесно сопряжены с энергетической безопасностью, к обеспечению которой страны подходят по-разному,*** в зависимости от внутренней политики, структуры топливно-энергетического баланса, уровня зависимости от импорта и институциональных возможностей для трансформации существующих энергосистем. Согласно сценарию «Переломный этап», энергетическая безопасность в целом означает использование всех имеющихся средств и возможностей (включая ископаемое топливо [в краткосрочной и среднесрочной перспективе], а также экологически чистые технологии и эффективность конечного потребления [в среднесрочной и долгосрочной перспективе]).
- ***Ключевые страны проводят промышленную политику, направленную на развитие конкурентных преимуществ в сфере экологически чистых энергетических технологий*** и в смежных отраслях, что видится своего рода новым аналогом «гонки вооружений».
- ***Успех реализации политических установок и стратегических целей в разных странах неоднороден, что обусловлено политикой, рыночными ограничениями и практическими барьерами.*** Прогресс в эволюции энергетических рынков и в продвижении по пути к низкоуглеродному будущему значителен, но меньше ожидаемого – к 2050 г. большинство долгосрочных целей и намерений в области экологически чистой энергетики и климата остаются нереализованными.[5]

5 S&P Global, Energy and Climate Scenarios/Webinar, *Energy and Climate Scenarios 2023 Update: Assumptions, narratives, and preliminary results*, 17 May 2023, p. 17; S&P Global, Strategic Report, Energy and Climate Scenarios, *Inflections 2023–50: The S&P Global Commodity Insights base-case scenario of the energy future*, July 2023 [S&P Global, Сценарии в области энергетики и климата / Вебинар *«Сценарии в области энергетики и климата – актуальные данные на 2023 г.: предположения, факты и предварительные результаты»*, 17 мая 2023 г., стр. 17; S&P Global, Стратегический обзор, Сценарии в области энергетики и климата *«'Переломный этап' 2023-50 гг.: базовый сценарий перспектив энергетики S&P Global Commodity Insights»*, июль 2023 г.]. Помимо базового сценария («Переломный этап») S&P Global моделирует еще четыре глобальных сценария в области энергетики и климата – «Диссонанс» (Discord), «Зеленые нормы» (Green Rules), «Расширенное улавливание и хранение углерода» (ACCS) и «Многосторонние меры по сокращению выбросов» (Multitech Mitigation). Сценарий «Диссонанс» предполагает, что целая совокупность кризисов приведет к усугублению геополитической фрагментации (тенденции к формированию коалиций государств-единомышленников по принципу «свой-чужой» в международных отношениях) и к ослаблению импульса к коллективному принятию мер по борьбе с изменением климата, в результате чего прогресс в сокращении выбросов окажется гораздо менее существенным по сравнению со сценарием «Переломный этап». Сценарий «Зеленые нормы» предполагает, что на фоне обеспокоенности проблемами энергетической безопасности правительство сочтет необходимым принять активные меры на долгосрочную перспективу, согласовывая при этом задачи обеспечения энергетической безопасности и энергетического перехода, в результате чего сокращение выбросов окажется более существенным по сравнению со сценарием «Переломный этап», но все же недостаточным для выхода на нулевой баланс выбросов в общемировом масштабе к 2050 году. «Расширенное улавливание и хранение углерода» и «Многосторонние меры по сокращению выбросов» – это два сценария, предполагающие выход на нулевой баланс выбросов к 2050 году за счет, соответственно, (1) широкого внедрения технологий улавливания и хранения углерода в масштабах всей экономики и (2) активных мер по повышению энергоэффективности, а также электрификации на базе ВИЭ, водорода и атомной энергии.

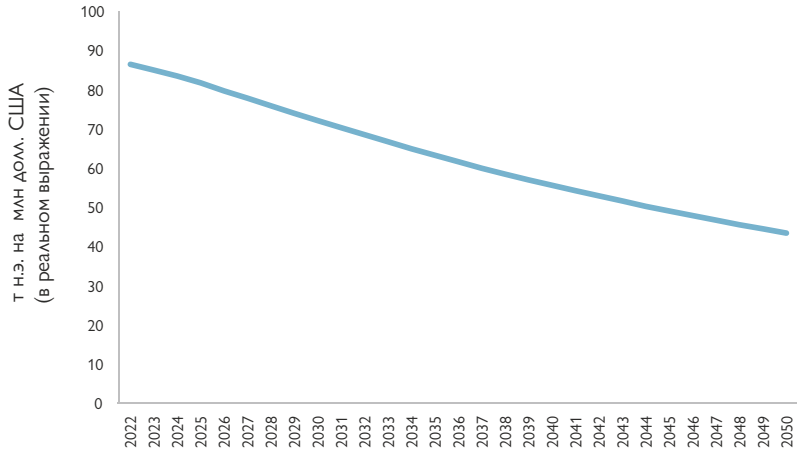
Рисунок 1.1 Мировой спрос на первичные энергоресурсы и выбросы ПГ: сценарий «Переломный этап»



Примечания: *Включает традиционную биомассу, твердые отходы, тепло окружающей среды, а также чистый оборот электроэнергии, водорода и тепловой энергии.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.2 Энергоемкость ВВП по первичным энергоресурсам (2022-50 гг.)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

На Рисунке 1.1 представлен прогноз структуры мирового топливно-энергетического баланса (потребления энергоресурсов) согласно сценарию «Переломный этап» на период до 2050 года с учетом текущих мер по декарбонизации, связанных с этим перемен в распределении инвестиций между различными энергоносителями, а также основных предположений S&P Global в отношении инициатив государственной политики разных стран (см. Рисунок 1.1 «Мировой спрос на первичные энергоресурсы и выбросы ПГ: сценарий “Переломный этап”»). При этом можно выделить следующие центральные тенденции:

- За период с 2022 г. по 2050 г. суммарная энергоемкость по первичным энергоресурсам (миллион тонн нефтяного эквивалента [млн т н.э.] первичных энергоресурсов, потребляемых на миллион долларов США ВВП) будет снижаться – совокупные темпы ее годового роста (CAGR) составят -2,0% (см. Рисунок 1.2 «Энергоемкость ВВП по первичным энергоресурсам (2022-50 гг.)»), – а совокупный спрос на первичные энергоресурсы вырастет на 15% до 17 303 млн т н.э. (при CAGR = 0,5%). Однако в то же самое время произойдет двукратный рост мирового ВВП и увеличение численности населения мира примерно на 2 млрд человек. Из этого можно заключить, что влияние роста ВВП на рост спроса на энергоресурсы будет нивелироваться ускорением темпов повышения эффективности, которые увеличатся примерно вдвое по сравнению с тенденцией 1990-2021 гг.
- В 2030-х и 2040-х гг. под совокупным влиянием комплекса мер государственной политики и деятельности компаний в большинстве крупных экономик будет происходить устойчивый переход на более низкоуглеродные виды энергоресурсов. Потребление ископаемого топлива будет неуклонно снижаться, а проникновение на рынок ВИЭ и электромобилей – стабильно расти.
- Главной составляющей роста спроса на первичные энергоресурсы в период до 2050 г. станет электрификация, при этом ВИЭ будут значительно опережать ископаемые виды топлива в сфере производства электроэнергии и на транспорте. К 2050 г. на долю ВИЭ, не относящихся к гидроэнергетике, будет приходиться свыше 60% мировых генерирующих мощностей.

Перспективы отдельных источников энергии можно охарактеризовать следующим образом:

- Спрос на ***нефть и газовый конденсат (жидкие углеводороды)*** в краткосрочной перспективе – в начале 2020-х гг. – ждет оживление по мере того, как мир будет оправляться от последствий целой совокупности кризисов (пандемии, военного конфликта в Украине, инфляции). В начале 2030-х гг. он достигнет пика в глобальном масштабе, после чего будет постепенно снижаться и к началу-середине 2040-х гг. вернется на уровень 2022 г. Хотя нефть теряет долю рынка, и суммарный спрос на нее падает, ее доля в совокупном спросе на первичные энергоресурсы (ССПЭ) в 2050 г. все же останется самой существенной (хотя и сократится с текущего показателя – 31% ССПЭ – до 25% ССПЭ).
- ***Природный газ*** будет играть важную роль в переходе к низкоуглеродному будущему на ключевых рынках развитых и развивающихся стран, как за счет его использования в качестве резервного топлива для мощностей ВИЭ на рынках электроэнергии или для наращивания производства «голубого» водорода с низким уровнем выбросов, так и за счет дальнейшего применения в отраслях, декарбонизация которых проблематична (таких как тяжелая промышленность). Сценарий «Переломный этап» предполагает, что газ во многом продолжит служить своего рода «мостом» на переходном пути, демонстрируя солидные показатели спроса до конца 2030-х гг., после чего – до конца прогнозного периода – спрос на него будет оставаться практически неизменным (т.е. он выйдет на максимальный показатель приблизительно к 2040 г.). Доля газа в ССПЭ в 2050 г. (22%) останется практически такой же, как и сейчас (23%), хотя объем его потребления (3 833 млн т н.э.) предположительно вырастет примерно на 12%.
- В спросе на ***уголь*** произошел подъем в 2021 г. на фоне восстановления после пандемии, а также в 2022 г., когда страны принимали оперативные меры по обеспечению энергетической безопасности в рамках преодоления кризиса в сфере поставок газа, вызванного российско-украинским конфликтом. Однако этот всплеск будет носить кратковременный характер, поскольку спрос на

уголь выйдет на траекторию долгосрочного спада, которая будет сохраняться на протяжении всего периода до 2050 г. – что обусловлено неуклонно растущей конкуренцией со стороны газа и ВИЭ, а также более жесткой политикой, ограничивающей использование угля. В итоге доля угля сократится более чем наполовину – с 27% в 2022 г. до 11% в 2050 г., при этом в абсолютном выражении объемы его потребления снизятся более чем на 50%. Это потребует принятия проактивных политических мер в отношении регионов, где добыча и потребление угля традиционно лежат в основе промышленности и производства электроэнергии, поскольку отход от его использования ожидаемо отрицательно скажется на экономических перспективах угольных компаний, ведущих деятельность в таких регионах, что, в свою очередь, отразится на социальном благополучии проживающего там населения.

- ***Возобновляемые источники энергии.*** К 2030-м гг. ветровые и солнечные проекты станут менее дорогостоящими, чем выработка электроэнергии на ископаемом топливе, по показателю полной приведенной стоимости энергии (LCOE) в большинстве стран мира – даже без субсидий или государственной поддержки. Тем не менее, на пути активного роста ВИЭ и распространения электромобилей в транспортной сфере сохраняются препятствия, поскольку спрос на стратегически важные материалы, такие как литий и медь, часто превышает предложение. Помимо этого, имеются проблемы с цепочками поставок в части аккумуляторов, солнечных панелей и ветряных турбин, а для преодоления чрезмерной зависимости от определенных рынков, с которых они поступают (в частности, Китая), требуется время. Тем не менее, в перспективе политика и реакция рынка будут постепенно способствовать расширению источников ключевых видов сырья и диверсификации производства и поставок ветряных и солнечных установок. В итоге произойдет децентрализация производства в рамках наблюдающейся на многих рынках более широкой тенденции «решоринга» (вывода операций из-за рубежа) и «оншоринга» (организации деятельности, при которой задействуются компании в пределах своей страны). В результате сочетания всех этих факторов затраты на ВИЭ оказываются выше, но не настолько, чтобы значительно ограничить рост. За период с 2022 г. по 2050 г. спрос на возобновляемую энергию увеличится более чем в семь раз (CAGR = 7,4%), и к 2050 г. его доля в ССПЭ (20%) будет уступать лишь нефти и газу.
- ***Атомная энергия и гидроэлектроэнергия*** останутся чрезвычайно важными источниками выработки электроэнергии с нулевым уровнем выбросов в новой энергосистеме, однако их доли в совокупном спросе на первичные энергоресурсы в 2050 г. (6% и 3% соответственно) существенно не изменятся по сравнению с текущими показателями (5% и 2% соответственно). Тем не менее, в целом они увеличатся вместе с ростом ССПЭ. К 2050 году спрос на атомную энергию как на первичный энергоресурс повысится на 57% по сравнению с текущим показателем, а спрос на гидроэнергию – на 33%.
- Доля ***современной биомассы*** (включая биотопливо, биогаз и переработанные древесные отходы) в ССПЭ к 2050 г. вырастет почти вдвое (до 9%) по сравнению с текущим уровнем (5%) по мере того, как тенденция к переработке растительных и животных отходов для производства возобновляемых видов топлива будет набирать обороты. Однако поскольку ожидается, что целевое использование находящихся в дефиците земельных площадей для производства топлива столкнется с ограничениями (учитывая рост альтернативных издержек при производстве на них топлива вместо продуктов питания), к концу прогнозного периода темпы роста будут снижаться.
- В отличие от современной биомассы, доля ***«других»*** первичных энергоресурсов (включая прямое сжигание древесины и отходов животноводства, а также чистый оборот водорода в потреблении первичных энергоресурсов) будет оставаться относительно неизменной – на уровне 4%. Это предположительно объясняется нивелирующим эффектом, связанным с постепенным сокращением прямого сжигания древесины и отходов животноводства в развивающихся странах, где выбросы парниковых газов от них в расчете на единицу энергии превышают даже выбросы от угля, а также с медленным увеличением чистого оборота водорода, электроэнергии и тепла в ССПЭ.

1.4 Тенденции мирового рынка нефти и их потенциальное влияние на ситуацию в Казахстане

В настоящем разделе представлен обзор тенденций мировых цен на нефть и корректировок, внесенных в наш ценовой прогноз на период до 2050 года, после выхода предыдущего издания *Национального Энергетического Доклада* с учетом изменений фундаментальных аспектов глобального спроса и предложения нефти, а также динамики инвестиций в разведку и добычу, включая анализ потенциального влияния вышеуказанных факторов на экономику Казахстана и инвестиции в сферу разведки и добычи в стране.[6]

6 Здесь и далее в настоящем Докладе термин «нефть» обычно используется в качестве сокращенного обозначения всего объема жидких углеводородов, включая сырую нефть и газовый конденсат, а также все остальные виды жидкого топлива. В *Национальном Энергетическом Докладе за 2023 год* при анализе мировых тенденций в отношении нефти ее объемы приводятся в баррелях, однако в официальной статистике Казахстана и других стран Евразии региональные объемы нефти обычно указаны в (метрических) тоннах. Соответственно, когда речь идет именно об объемах казахстанской нефти, данные, как правило, приводятся в тоннах с указанием в скобках эквивалентного значения в пересчете на баррели. В соответствующих случаях для отдельных крупных потоков казахстанской нефти используются особые коэффициенты пересчета тонн в баррели. Однако для совокупных или недифференцированных объемов нефти (ее добычи, переработки, потребления и экспорта), включая соответствующие мощности, средний коэффициент пересчета в баррели составляет 7,3 барреля на тонну. Более подробная информация о пересчете казахстанских объемов нефти из тонн в баррели представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Insight, *OPEC+ Agreement Accentuates Challenges of "Barrelization" of Oil Production for Russia, Kazakhstan, and Azerbaijan, September 2020* [*S&P Global Commodity Insights*, Аналитический обзор *«Соглашение ОПЕК+ высвечивает проблемы перевода в баррели показателей добычи нефти в России, Казахстане и Азербайджане»*, сентябрь 2020 г.].

1.4.1 Мировые цены на нефть: кривая затрат на стороне предложения смещается вверх

Геополитические факторы стали более значимым драйвером цен на нефть и другие сырьевые товары в результате эскалации вооруженного конфликта в Украине в феврале 2022 г. и последовавшего за этим расширения западных санкций в отношении России – что усугубило новое инфляционное давление, которое начиная с 2021 г. уже привело к резкому удорожанию нефти.[7] Хотя в 2023 г. уровень цен в целом пока ниже по сравнению с 2022 г., S&P Global в настоящее время прогнозирует значительно более высокую среднюю мировую цену на нефть в долгосрочной перспективе, чем предполагалось на момент выпуска *Национального Энергетического Доклада за 2021 год*. Проблемы с цепочками поставок и растущая инфляция продолжают оказывать повышательное давление на затраты производителей в точке безубыточности – и, следовательно, на цены, – при том, что компании также стремятся обеспечить себе более высокую прибыль для компенсации возросших инвестиционных рисков в добывающей отрасли на фоне глобального курса на декарбонизацию. Еще одним фактором, способствующим более высокому уровню цен, является негативное воздействие западных санкций на российскую нефтедобычу в более долгосрочной перспективе, поскольку это ведет к исчезновению с мирового рынка значительных объемов более дешевой нефти. Периодические ограничения объемов добычи сырой нефти в рамках альянса ОПЕК+ предположительно также будут способствовать поддержанию цен на высоком уровне в разные годы прогнозного периода. В итоге средняя цена Dated Brent в реальном выражении (в постоянных долларах 2022 года) на протяжении рассматриваемого в сценарии периода до 2050 года предположительно будет превышать 70 долл. США/барр., что более чем на 10 долл./барр. выше цены, предусмотренной нашим прогнозом по состоянию на 2021 г. По сути, более высокая долгосрочная ценовая конъюнктура теперь видится необходимым стимулом для обеспечения достаточных объемов предложения в долгосрочной перспективе, несмотря на то что, согласно нашему текущему прогнозу, в начале 2030-х гг. мировой спрос на жидкие углеводороды должен выйти на пиковую отметку.[8]

1.4.1.1 Текущая динамика мировых цен на нефть и нефтяного рынка

За произошедшим в 2021 г. скачком средней цены Dated Brent в реальном выражении на 63% до 76 долл./барр. (71 долл./барр. в номинальном выражении) последовало ее повышение на 34% до 101 долл./барр. в 2022 г. Такому росту цен начиная с 2021 г. в немалой мере способствовали проблемы с цепочками поставок в ходе восстановления мировой экономики после карантинных мер, введенных в 2020 г. в связи с COVID-19, а с февраля 2022 г. – кардинальные сдвиги на мировом рынке после введения западными странами санкций в отношении экспорта российской нефти и нефтепродуктов. Поддержку ценам на протяжении всего указанного периода также оказывало продолжающееся добровольное сокращение объемов добычи сырой нефти в рамках альянса ОПЕК+. В течение 2022 года цена нефти Dated Brent вышла на максимальную месячную отметку на уровне около 124 долл./барр. в июне, однако на протяжении большей части второй половины 2022 года она не превышала 100 долл./барр., а в 2023 году (по состоянию на текущий момент) колебалась в диапазоне примерно 75-95 долл./барр. Снижение цен во второй половине 2022 г. и первой половине 2023 г. объясняется устойчивостью общих объемов экспорта российской нефти – которые в основном перенаправлялись с европейских рынков на рынки региона к востоку от Суэцкого канала – наряду с относительно слабой конъюнктурой спроса вследствие замедления глобального экономического роста.

Введенный «Большой семеркой»/ЕС режим ценового ограничения способствовал стабильности объемов экспорта российской нефти и нефтепродуктов. Решение стран «Большой семерки»/ЕС, в соответствии с которым услуги по морской перевозке для экспорта российской нефти и нефтепродуктов предоставляются этими странами при условии, что цена в рамках такой торговли не превышает установленных предельных значений, содействовало стабильности поступающих из России экспортных объемов; т.е. альтернативный вариант – а именно, полный запрет на предоставление вышеуказанных услуг (как предполагалось изначально) – привел бы к существенному сокращению российского экспорта в связи с невозможностью оперативно обеспечить замену значительной части услуг, предоставляемых странами «Большой семерки»/ЕС. «Потолок цен», установленный в декабре 2022 г. для российской сырой нефти и в феврале 2023 г. – для нефтепродуктов (согласно планам ЕС по введению запретов на импорт из России сырой нефти и нефтепродуктов соответственно), был призван минимизировать потенциальное глобальное сокращение объемов российского экспорта и связанный с этим резкий рост цен, одновременно ограничивая доходы России от таких продаж. В соответствии с условиями данного режима третьи страны, импортирующие российскую сырую нефть и нефтепродукты, могут заключать контракты с западными поставщиками услуг по морской перевозке в рамках таких торговых операций, если цена реализации нефти или нефтепродуктов не превышает установленных предельных значений (которые подлежат периодическому пересмотру странами, применяющими санкции, с тем, чтобы российская нефть и нефтепродукты продолжали продаваться на мировых рынках со значительным дисконтом).

Предельные значения цен были изначально установлены на следующих уровнях (и пока не претерпели изменений):

- для сырой нефти – 60 долл./барр.
- для нефтепродуктов, которые торгуются с премией к цене сырой нефти, включая дизельное топливо (лидер среди нефтепродуктов по объему экспортных поставок из России), бензин и авиакеросин – 100 долл./барр.
- для нефтепродуктов, которые торгуются с дисконтом к цене сырой нефти, включая мазут и нафту – 45 долл./барр.

7 В настоящем Докладе термин «западный» («Запад») используется в качестве сокращенного обозначения коалиции стран (не являющейся строго ограниченной в географическом плане), которые ввели санкции против России в связи с вооруженным конфликтом в Украине (к ним относятся некоторые государства Азиатско-Тихоокеанского региона, такие как Япония и Австралия, а также страны-члены ЕС, Великобритания, Швейцария, Норвегия, США и Канада).

8 Если не указано иное, в настоящем Докладе доллары (в т.ч. «долл.» или «$») в ценовых показателях означают доллары США.

Западные санкции привели к размежеванию (на обозримую перспективу) мировых рынков нефти и нефтепродуктов на те, где покупают российские баррели, и те, где их не покупают. Мировой рынок нефти и нефтепродуктов в том виде, в котором он функционировал с 1990-х гг., в 2022-23 гг., по сути, прекратил свое существование. До 2022 г. основная часть поставок из России приходилась на западные страны, которые в настоящее время в целом запретили импорт российских баррелей (за некоторыми исключениями). Странам, наложившим эмбарго на российские объемы, импорт теперь стал обходиться дороже, что отчасти связано с возросшими затратами на логистику. С другой стороны, в частности, Индия и Китай охотно импортируют с дисконтом российские баррели, от которых отказались ЕС и другие традиционные покупатели. В совокупности на страны, где не вводились санкции против России, приходится около 2/3 населения мира, и доля этих стран на мировом рынке углеводородов растет, хотя сравнительно немногие из них могут считаться близкими партнерами России.

Новые геополитические реалии в определенной мере негативно отразились и на цене основного экспортного сорта казахстанской нефти, CPC Blend, а также других экспортных поставок сырой нефти из Казахстана, которые предполагают транзит по территории России. Средний дисконт CPC Blend к Dated Brent в 2022 г. значительно увеличился на фоне сокращения экспорта по системе КТК из-за сложностей с отгрузкой и роста сопутствующих рисков. Ценовые риски для CPC Blend, связанные с вооруженным конфликтом в Украине, впоследствии снизились, но по-прежнему являются фактором, вызывающим обеспокоенность у покупателей, в результате чего ценовая разница (спрэд) в последнее время остается более существенной, чем обычно. При этом на казахстанскую нефть, экспортируемую через морские терминалы системы нефтепроводов «Транснефти» в Балтийском море (Усть-Луга) и в Черном море (Новороссийск), изначально распространялся такой же значительный дисконт, как и на российский сорт Urals Blend. Однако затем Казахстану удалось обеспечить продажу этих экспортных объемов по цене выше Urals за счет их переименования в июне 2022 года в «Казахстанскую экспортную смесь сырой нефти» (Kazakhstan Export Blend Crude Oil; KEBCO), что провело разграничение между казахстанской и российской нефтью (несмотря на то, что по качеству KEBCO идентична Urals). Следует отметить, что, хотя во второй половине 2022 г. и первой половине 2023 г. KEBCO продавалась с дисконтом к Brent, в последние месяцы ее цена превышала цену Brent (тогда как Urals остается дешевле Brent, хотя ценовой разрыв между ними сократился). Эта положительная динамика отчасти обусловлена в целом напряженной ситуацией с предложением высокосернистой нефти на мировых рынках вследствие коллективного сокращения нефтедобычи странами ОПЕК+. Ведущую роль в последних раундах таких сокращений играет Саудовская Аравия, где добывается относительно высокосернистая нефть, и – как следствие – в общемировом масштабе происходит снижение поставок сырой нефти данного класса и повышение цен на нее. В свою очередь, Россия в этом году также объявила о ряде новых сокращений, которые ограничивают наличие нефти Urals Blend на мировых рынках. Помимо этого, европейским НПЗ, использовавшим Urals до введения санкций, с трудом удается найти сырую нефть аналогичного качества.

1.4.1.2 Ценовые сценарии на ближайшую и долгосрочную перспективы

В соответствии с нашим текущим прогнозом мировые цены на нефть во второй половине 2023 г. будут повышаться, но в 2024 г. произойдет их незначительное ослабление (в реальном выражении). Тем не менее, в будущем, вероятно, сохранится относительная волатильность цен, особенно учитывая динамично развивающуюся ситуацию с ключевыми переменными, влияющими на фундаментальные аспекты нефтяного баланса – прежде всего такими как спрос в Китае и траектория добычи в России, а также в Саудовской Аравии и США.

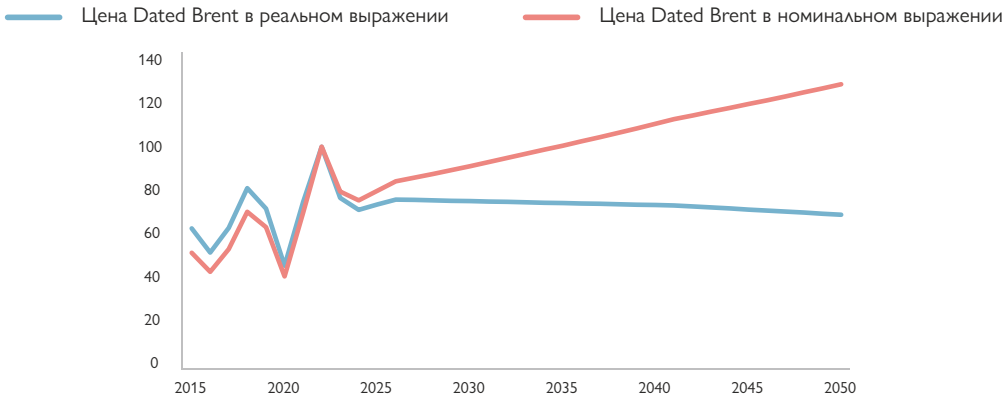
Наши ожидания по поводу укрепления цен во второй половине 2023 г. основаны на следующих ключевых предположениях:[9]

- ***Происходит относительно устойчивый рост мирового спроса на нефть, основным источником которого является Китай.*** Китай обеспечил самый существенный вклад в повышение мирового спроса на жидкие углеводороды в 2023 г. по сравнению со всеми остальными странами (хотя некоторая неоднозначность макроэкономических сигналов ставит под вопрос масштабы роста в Китае – как в плане экономики, так и в плане спроса на нефть). В США более жесткая кредитная политика продолжит сдерживать экономический рост, однако вероятность возврата к рецессии снизилась.
- ***В результате действий ОПЕК+ вероятность избытка предложения снижается, но существенный рост объемов добычи в странах, не входящих в альянс, служит противовесным фактором, ограничивающим рост цен.*** Осенью 2022 г. страны-участницы ОПЕК+ начали снижать целевые значения добычи сырой нефти в порядке ряда договоренностей (Казахстан согласился на дополнительное сокращение в размере 78 000 барр. в сутки в рамках одной из таких договоренностей в апреле 2023 г.). Однако при этом в 2023 г. происходит значительный рост добычи жидких углеводородов в некоторых странах, не входящих в ОПЕК+. Главным источником увеличения объема предложения в указанном году вновь станут США, но заметный вклад внесут и многие другие страны: Канада, Бразилия, Гайана, Норвегия, Китай и Аргентина.

На момент составления *Национального Энергетического Доклада за 2021 год* наш долгосрочный базовый сценарий предусматривал среднюю цену Dated Brent (в реальном выражении) на уровне около 60 долл./барр. в период до 2050 г., однако сейчас мы прогнозируем, что она в среднем будет находиться в диапазоне от 70 до 80 долл./барр. Такая цена представляется приемлемой в качестве стимула для обеспечения достаточного объема предложения в долгосрочной перспективе (см. Рисунок 1.3 «Долгосрочный прогноз цен на сырую нефть»). При этом резко возросли

9 S&P Global Commodity Insights, Scheduled Update, *Global Crude Oil Markets Short-Term Outlook: The Quiet Surge: Supply growth outside OPEC+,* June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Плановое обновление данных, *«Краткосрочный прогноз мировых рынков сырой нефти: тихий подъем – рост предложения за пределами ОПЕК+»*, июнь 2023 г].

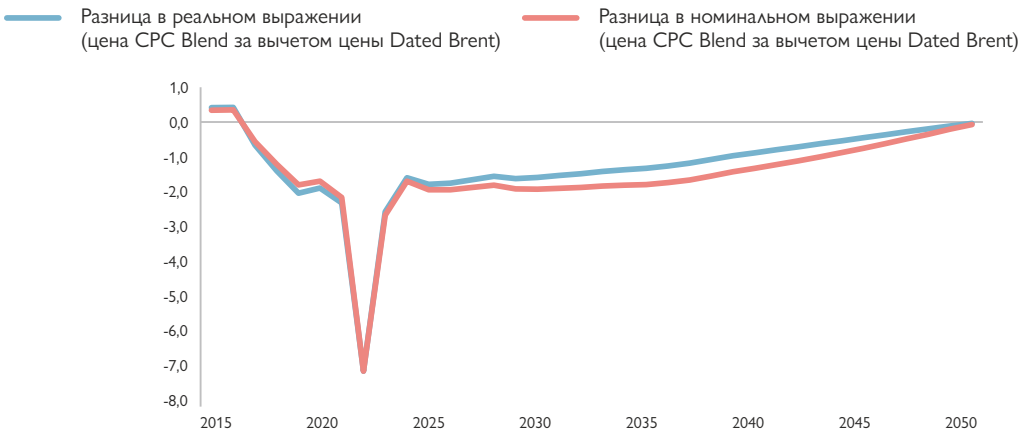
Рисунок 1.3 Долгосрочный прогноз цен на сырую нефть (долл./барр.)



Примечания: Долл. США (в реальном выражении на 2022 г.) за баррель.
Источник: S&P Global Commodity Insights, Argus Media Limited (показатели прошедших периодов).

© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.4 Долгосрочный прогноз ценовой разницы между CPC Blend и Dated Brent (долл./барр.)



Примечания: Цена Blend на условиях CIF - Средиземное море; долл. США (в реальном выражении на 2022 г.) за баррель.
Источник: S&P Global Commodity Insights, Argus Media Limited (показатели прошедших периодов).

© 2023 S&P Global.

затраты в точке безубыточности под воздействием инфляции, повышения цен на материалы и проблем с цепочкой поставок. Компании стремятся к более высоким показателям прибыли от деятельности в добывающей сфере из-за повышения рисков для инвестиций в разведку и добычу на фоне ослабления мирового спроса на нефть, который омрачает долгосрочные перспективы.[10]

Если говорить о разнице между ценой CPC Blend и ценами на другие международные сорта сырой нефти, то прогнозируется некоторое снижение наблюдавшегося в последнее время дисконта, учитывая высокий спрос на CPC Blend со стороны европейских НПЗ в качестве замены Urals (см. Рисунок 1.4 «Долгосрочный прогноз ценовой разницы между CPC Blend и Dated Brent»).

1.4.2 Прогноз мирового баланса нефти

В ценовом прогнозе S&P Global на более долгосрочную перспективу учитываются наши основные предположения о динамике и географии мирового спроса и предложения нефти в 2023-50 гг. (см. Таблицу 1.2 «Прогноз мирового баланса нефти (жидких углеводородов) до 2050 г.»).[11] С точки зрения S&P Global, мировой спрос на нефть (жидкие углеводороды) выйдет на пиковую отметку в первой половине прогнозного периода, а затем начнет постепенно снижаться, однако процесс этого спада будет долгим, поскольку политика и действия разных государств приводят к замедлению глобального перехода на альтернативные энергоресурсы, а текущий экономический рост способствует использованию нефти на развивающихся рынках. При этом относитель-

10 См. S&P Global Commodity Insights, Scheduled Update, *Europe CIS and Africa Crude Oil Markets Long-Term Outlook: Q2 2023*, June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Плановое обновление данных, *«Долгосрочный прогноз рынков сырой нефти в Европе, СНГ и Африке: 2-й квартал 2023 г.»*, июнь 2023 г.]; а также S&P Global Commodity Insights, Scheduled Update, *The Long-term Oil Price Environment Now Looks More Expensive*, June 2022 [S&P Global Commodity Insights, Плановое обновление данных, *«Конъюнктура цен на нефть в долгосрочной перспективе, очевидно, будет выше»*, июнь 2022 г.].

11 Различные базисные показатели за 2022 г., используемые нами для составления сценариев мирового спроса и предложения нефти на 2050 г., являются прогнозными показателями S&P Global на 2022 г. ввиду отсутствия соответствующих точных финальных данных по состоянию на конец года.

но солидные объемы, добываемые странами ОПЕК, занимают все более существенную долю в мировых поставках нефти, тогда как в России и США добыча выходит на траекторию долгосрочного спада. Поддержку ценам также оказывает отсутствие на кривой предложения сравнительно недорогих российских баррелей, поскольку теперь их в общемировом масштабе приходится замещать альтернативными объемами,

Таблица 1.2 Прогноз мирового баланса нефти (жидких углеводородов) до 2050 г. (млн барр. в сутки)

I. Мировой спрос на жидкие углеводороды[1]	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Северная Америка	21,6	24,7	24,3	23,2	21,7	19,7	17,5
США[2]	17,9	20,5	20,0	19,0	17,6	15,8	13,7
Канада	2,2	2,4	2,3	2,3	2,1	2,0	1,9
Европа	13,4	14,7	13,8	12,4	11,0	9,7	8,6
Азия (ОЭСР)	7,3	7,8	7,7	7,3	6,7	6,1	5,6
Азия (кроме ОЭСР)	28,0	33,8	36,4	37,9	38,8	39,1	39,5
Китай	14,8	18,0	18,8	18,9	18,7	17,9	17,3
Индия	4,8	5,9	6,9	7,6	8,1	8,7	9,6
Азия (кроме ОЭСР) за искл. Китая и Индии	8,4	9,9	10,7	11,4	12,0	12,4	12,6
Латинская Америка	5,8	7,0	7,4	7,7	7,8	7,8	7,8
Ближний Восток	8,3	9,5	9,6	9,8	10,2	10,3	10,2
СНГ	4,2	4,8	5,0	5,0	5,0	5,1	5,0
Африка	4,0	4,9	5,4	5,9	6,3	6,6	6,8
Мировой спрос на жидкие углеводороды, всего	**92,8**	**107,1**	**109,6**	**109,2**	**107,5**	**104,3**	**100,9**
Спрос в АТР	35,4	41,6	44,1	45,2	45,5	45,2	45,1
Спрос в странах ОЭСР	42,6	47,6	46,2	43,4	40,0	36,1	32,2
Спрос в странах, не входящих в ОЭСР	50,2	59,5	63,4	65,8	67,5	68,2	68,7
II. Мировая добыча жидких углеводородов							
Сырая нефть (страны, не входящие в ОПЕК)[3]							
Северная Америка	16,8	20,8	21,1	20,3	18,3	17,1	15,7
США[2 4]	10,7	13,7	14,0	13,5	11,7	10,9	10,0
Канада[4]	4,4	5,3	5,5	5,3	5,0	4,8	4,4
Мексика	1,7	1,8	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
СНГ[4]	14,0	13,3	12,4	12,2	11,7	10,8	9,7
Латинская Америка	5,3	5,9	7,0	7,2	7,5	6,8	5,8
Бразилия	3,1	3,4	4,2	4,4	4,5	4,4	3,7
Европа	3,2	3,2	2,4	2,0	1,7	1,4	0,8
АТР	6,4	6,2	5,4	5,2	4,6	4,0	3,5
Африка	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	1,7	1,5
Ближний Восток	1,8	2,0	1,7	1,4	1,2	0,9	0,7
Сырая нефть (страны, не входящие в ОПЕК), всего	49,1	52,8	51,6	49,9	46,7	42,6	37,6
Конденсат и жидкие фракции природного газа (страны, не входящие в ОПЕК)	10,0	11,4	12,2	11,9	11,0	10,4	9,7
Добыча жидких углеводородов (страны, не входящие в ОПЕК), всего	**59,1**	**64,2**	**63,8**	**61,7**	**57,7**	**53,0**	**47,3**
Сырая нефть (ОПЕК)[3]	26,4	30,3	31,1	31,6	33,4	34,8	37,3
Конденсат и жидкие фракции природного газа (ОПЕК)	5,0	5,7	6,8	7,4	7,5	7,4	7,0
Добыча жидких углеводородов (ОПЕК), всего	**31,4**	**36,0**	**37,9**	**38,9**	**40,9**	**42,1**	**44,2**
Увеличение объёма в процессе переработки	2,1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,3
Биотопливо и другие энергоносители (весь мир)[5]	3,4	4,4	5,4	6,0	6,5	6,7	7,1
Добыча жидких углеводородов в мире, всего	**96,0**	**107,1**	**109,6**	**109,2**	**107,5**	**104,3**	**100,9**
Добыча сырой нефти, всего	75,5	83,1	82,7	81,4	80,1	77,4	74,9
III. Динамика запасов в хранилищах							
Изменения в запасах жидких углеводородов в хранилищах (всего)[6]	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечания: Северная Америка включает Мексику.

1 Включая биотопливо и другую синтетическую нефть.

2 США включают 50 штатов, округ Колумбия и другие территории США, за исключением Пуэрто-Рико.

3 Деление на страны, входящие и не входящие в ОПЕК, исходя из данных о членстве в ОПЕК по состоянию на июль 2021 г.

4 Включая конденсат.

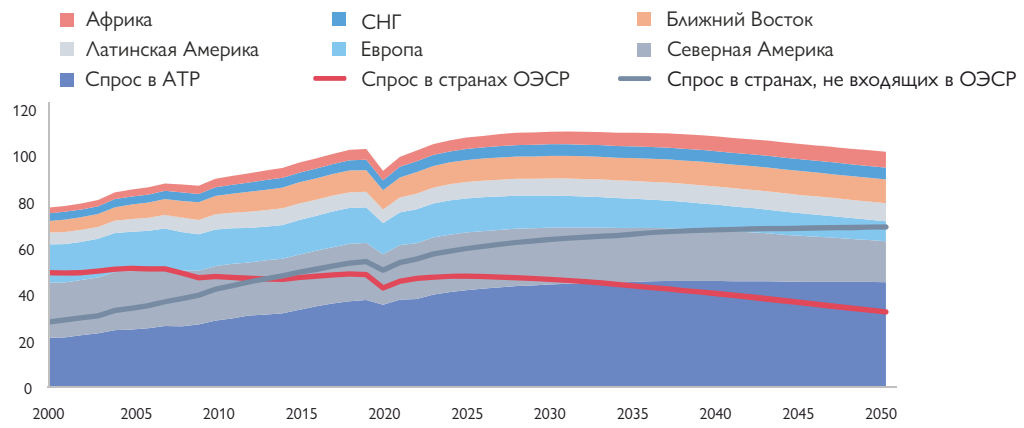
5 Биотопливо включает этанол из США и Бразилии. Другие жидкие энергоносители включают жидкое топливо на основе газа (GTL), жидкое топливо на основе угля (CTL), оксигенаты (кислородсодержащие соединения) из невозобновляемого сырья, добавки для нефтепереработки и горючие сланцы (кероген).

6 Положительное значение означает наращивание запасов, а отрицательное – расход запасов.

Источник: Данные прошедших периодов – Международное энергетическое агентство, Управление энергетической информации США (EIA), национальные статистические агентства; прогнозы – S&P Global Commodity Insights.

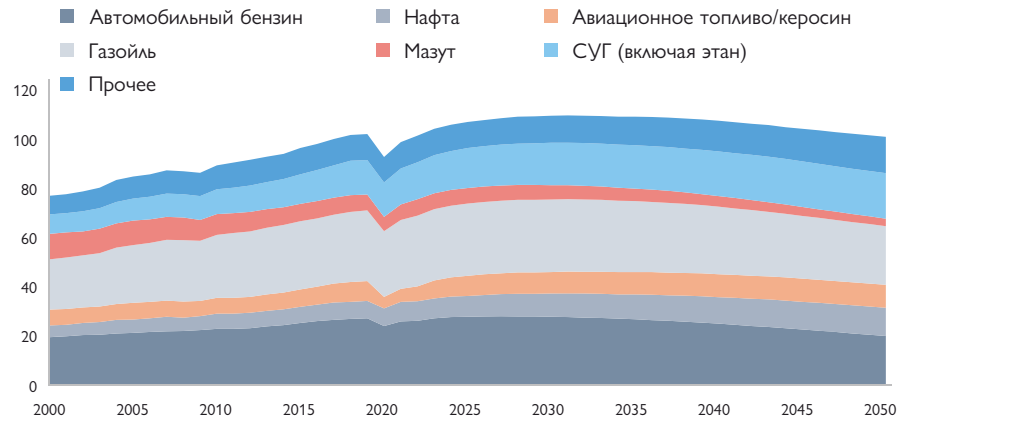
© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.5 Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по регионам (млн барр. в сутки)



Примечания: В расчет спроса включены биотопливо и другая синтетическая нефть; Северная Америка включает Мексику.
Источник: Данные прошедших периодов – Международное энергетическое агентство, Управление энергетической информации США (EIA), национальные статистические агентства; прогнозы – S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.6 Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по видам нефтепродуктов до 2050 г. (млн барр. в сутки)



Примечания: Категория «Прочее» включает асфальт, нефтяной кокс, парафины, смазочные материалы, авиационный бензин и различные другие продукты.
Источник: Данные прошедших периодов – Международное энергетическое агентство и Управление энергетической информации США (EIA); прогнозы – S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

стоимость добычи которых в большинстве случаев оказывается выше (как более подробно рассматривается далее, объемы добычи нефти в России в 2023-50 гг. останутся значительными, но существенно сократятся по сравнению с уровнем 2022 года).[12]

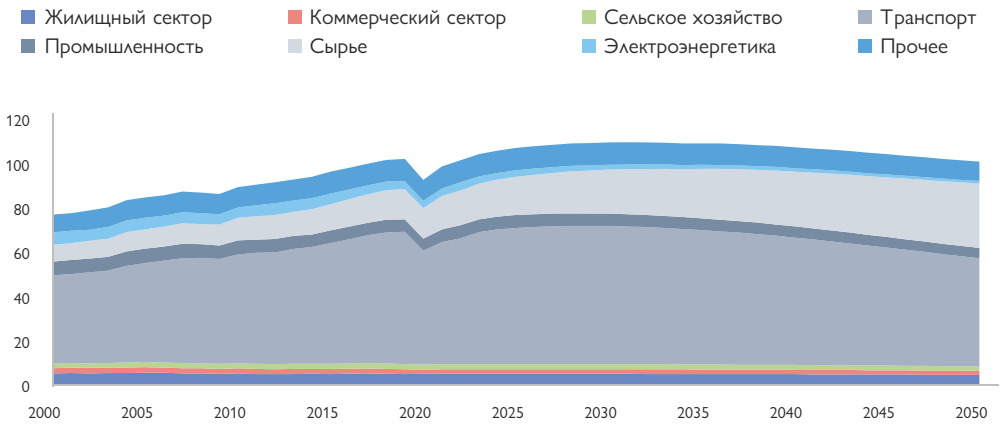
В следующих разделах более подробно рассматриваются ключевые факторы наших прогнозов спроса и предложения.

1.4.2.1 Мировой спрос на нефть

Согласно сценарию «Переломный этап» мировой спрос на жидкие углеводороды вырастет с уровня около 102 млн барр. в сутки в 2022 г. до максимальной отметки – около 110 млн барр. в сутки – в начале 2030-х гг., а затем снизится примерно до 101 млн барр. в сутки в 2050 г. Однако совокупный объем потребления нефти в странах, не входящих в ОЭСР, в течение рассматриваемого периода будет оставаться на траектории роста и в целом увеличится на 25% до 69 млн барр. в сутки, тогда как спрос в странах ОЭСР сократится на 31% до 32 млн барр. в сутки. В результате доля стран, не входящих в ОЭСР, в мировом потреблении жидких углеводородов вырастет с 54,1% в 2022 г. до 68% в 2050 г. (см. Рисунок 1.5 «Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по регионам», Рисунок 1.6 «Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по видам нефтепродуктов до 2050 г.» и Рисунок 1.7 «Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по секторам до 2050 г.»).

12 В частности, по оценкам S&P Global, в 2040 г. средние затраты российских нефтедобывающих компаний на новые проекты в пересчете на цену Brent в точке безубыточности составят около 45 долл./барр., что сопоставимо с затратами в точке безубыточности для значительной части потенциальных мировых поставок нефти от новых проектов в 2040 г. (которые в среднем составят более 50 долл./барр.).

Рисунок 1.7 Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по секторам до 2050 г. (млн барр. в сутки)



Примечания: Категория «Транспорт» включает биотопливо; категория «Прочее» включает использование в энергетике [на собственные нужды], потери при распределении и статистические расхождения (отрицательные показатели могут означать использование синтетического топлива); Данные МЭА за прошедшие периоды приводятся на базе годовых показателей, которые зачастую немного отличаются от аналогичных значений на базе суммы ежемесячных показателей МЭА.

Источник: Данные прошедших периодов – Международное энергетическое агентство и Управление энергетической информации США (EIA); S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

В период до 2030 г. к ключевым факторам относятся следующие:

- Активный рост спроса на нефть (жидкие углеводороды) на фоне восстановления после COVID-19 и украинского кризиса вскоре сгладится – в течение указанного десятилетия ограничивающее влияние на него будут оказывать высокие цены и обеспокоенность проблемами энергетической безопасности: в период с 2022 г. по 2030 г. темпы совокупного роста будут в среднем составлять менее 1% в год (что является самым слабым показателем роста за последние 20 лет и предвестником ожидаемого «пика» спроса на нефть).
- Главным источником роста спроса выступает Китай и страны с развивающимся рынком, а в развитых странах спрос будет оставаться практически неизменным, после чего пойдет на спад; высокие цены начала 2020-х гг. усугубляют обеспокоенность по поводу зависимости от ископаемых энергоресурсов.
- Одновременно с этим наблюдается новая волна выхода на рынок электромобилей и рост их продаж на ключевых рынках.
- В 2030 г. мировой спрос составит около 110 млн барр. в сутки, что на 8% выше уровня 2022 г.

В 2030-50 гг. среди главных аспектов динамики мирового спроса на нефть следует отметить следующие:

- Ускорение энергетического перехода приводит к выходу мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) на пиковую отметку к началу 2030-х гг.
- Следующее за пиковым уровнем снижение мирового спроса будет происходить быстрее, чем предполагалось в нашем предыдущем прогнозе, на фоне вновь возросшей обеспокоенности проблемами энергетической безопасности наряду с дальнейшим продвижением ключевых рынков потребления к целевым показателям нулевого баланса выбросов.
- Наиболее существенное сокращение ожидается в потреблении автомобильного бензина в связи с ускорением распространения электромобилей в сфере легкового автотранспорта, что обусловлено требованиями в отношении транспортных средств с нулевым уровнем выбросов (ZEV) в разных странах, а также намерением крупнейших мировых автопроизводителей отходить от выпуска легковых автомобилей с бензиновым или дизельным двигателем и поступательно наращивать производство и продажи электро-мобилей.
- Продажи электромобилей будут расти и в странах с развивающимся рынком (во многом за счет увеличения продаж электрических двухколесных транспортных средств), причем к 2040-м гг. они обгонят показатели продаж в странах ОЭСР.
- Несмотря на значительное сокращение потребления бензина, транспортная сфера останется крупнейшей составляющей спроса на нефть на протяжении всего прогнозного периода, и, согласно базовому сценарию, в 2050 году глобальное потребление автомобильного бензина все еще будет находиться на уровне около 20 млн барр. в сутки, тогда как спрос на дизельное топливо для транспорта будет составлять около 16 млн барр. в сутки, а спрос на авиакеросин – около 9 млн барр. в сутки.
- Помимо транспорта, в течение прогнозного периода продолжится активное использование нефтехимической продукции (в частности, пластика), благодаря ее практичности.
- К 2050 г. мировой спрос на нефть (жидкие углеводороды) составит примерно 101 млн барр. в сутки, что почти совпадает с уровнем 2022 г., но на 8% ниже общемирового пикового показателя начала 2030-х гг.

С точки зрения значимых различий между показателями спроса на нефть в разных регионах, базовый сценарии S&P Global предполагает продолжающуюся концентрацию роста мирового спроса на рынках Азиатско-Тихоокеанского

региона (который будет все в большей мере обеспечиваться поставками из стран, находящихся за его пределами) наряду с дальнейшим сокращением спроса в Европе, началом его долгосрочного снижения в США к концу 2020-х гг. и умеренным ростом спроса в Евразии:

- ***Азиатско-Тихоокеанский регион***. По нашим прогнозам, в 2023-50 гг. спрос на нефть на рынках АТР в совокупности вырастет на 19% до 45 млн барр. в сутки. Однако при этом динамика, складывающаяся внутри региона, будет оставаться в значительной мере неоднородной. Спрос в странах Азии, не входящих в ОЭСР, вырастет на 31% до 39 млн барр. в сутки – прежде всего, за счет его увеличения в Индии (на 77% до 10 млн барр. в сутки). Китай, где спрос на жидкие углеводороды в 2022 г. составил 16 млн барр. в сутки, сохранит безусловное лидерство по данному показателю на рынке не входящих в ОЭСР азиатских стран. Однако в конце 2030-х гг. спрос на нефть в Китае стабилизируется на уровне около 19 млн барр. в сутки, а в 2050 г. снизится примерно до 17 млн барр. в сутки, в результате чего за период с 2023 г. по 2050 г. он в совокупности вырастет всего на 10%. В отличие от этого, спрос на нефть в азиатских странах ОЭСР за тот же период упадет на 27% до 6 млн барр. в сутки, в частности, на фоне продолжающегося структурного снижения спроса на нефть в Японии. В то же время, согласно прогнозу, добыча сырой нефти в странах АТР, не входящих в ОПЕК, за 2023-50 гг. в совокупности снизится на 45% до 4 млн барр. в сутки.
- ***Европа.*** В соответствии с базовым сценарием S&P Global, спрос на нефть в Европе (которая в настоящее время является главным экспортным рынком для казахстанской нефти) продолжит снижаться, но данный регион по-прежнему будет испытывать высокую потребность в импорте для удовлетворения имеющегося спроса, учитывая текущую тенденцию к дальнейшему сокращению европейской добычи сырой нефти. Спрос на жидкие углеводороды в Европе за 2023-50 гг. в совокупности упадет на 41% до 9 млн барр. в сутки, а добыча сырой нефти (в основном поступающей с месторождений Северного моря) предположительно сократится на 74%, в результате чего суммарный объем добычи в регионе в 2050 г. составит лишь около 1 млн барр. в сутки.
- ***Северная Америка.*** После выхода на максимальную отметку на уровне около 25 млн барр. в сутки в 2025 г. суммарный спрос на жидкие углеводороды в Северной Америке будет медленно падать и в 2050 г. составит 17 млн барр. в сутки, снизившись в совокупности на 27% за 2023-50 гг.
- ***Евразия.*** Ожидается, что в 2030-х и 2040-х гг. спрос на жидкие углеводороды в странах Евразии вырастет до максимального стабильного уровня на отметке около 5 млн барр. в сутки, а его чистый прирост за 2023-50 гг. составит 8%. Как более подробно рассматривается ниже (см. Главу 3), предстоящее создание общего рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС) предполагает дальнейшую либерализацию цен в государствах-членах, что будет оказывать сдерживающее влияние на рост спроса на нефтепродукты на таких рынках, как Казахстан, где цены в настоящее время искусственно занижены (по сравнению с уровнями потребления при сценарии, когда указанной интеграции рынка не происходит).

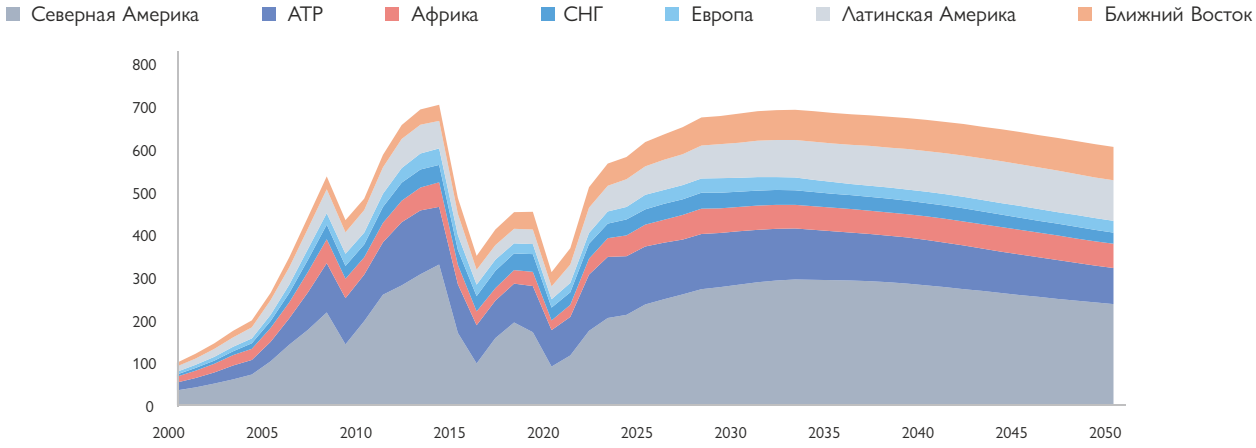
1.4.2.2 Мировой объем предложения нефти

На протяжении прогнозного периода рост запасов нефти равно как и рост ее добычи во всем мире в целом и в Казахстане в частности предположительно будет осложняться ограниченностью объемов инвестиций в разведку и разработку месторождений, поскольку сейчас компании придают чрезвычайно важное значение дисциплине управления капиталом и окупаемости инвестиций, одновременно сталкиваясь с необходимостью решения вопросов ESG (экологии, социальной сферы и корпоративного управления).[13] За последнее десятилетие расходы на геологоразведку во всем мире заметно сократились, и наблюдается интенсивная конкуренция за имеющийся объем инвестиций в разведочно-добывающие проекты. Глобальные капиталовложения в разведку и добычу в 2014-20 гг. упали на 57%, и, даже несмотря на произошедший в 2021 г. рост, их уровень остался значительно ниже, чем до пандемии – хотя в 2022 г. капитальные затраты наконец превысили наблюдавшиеся до пандемии показатели, составив около полутриллиона долларов (см. Рисунок 1.8 «Перспективы расходов на разведку и добычу в мире»). Рост расходов в 2021-22 гг. является предсказуемой ответной реакцией на более благоприятную конъюнктуру цен на нефть, а также инфляцию издержек в сфере разведки и добычи. Причем инфляция остается одним из ключевых факторов предполагаемого 11%-го роста мировых капитальных затрат на разведку и добычу в 2023 г., в результате чего их объем составит 565 млрд долл. (5% этого роста придется только на инфляцию затрат).[14] Ожидается, что после 2023 г. мировые темпы наращивания расходов и деятельности в сфере разведки и добычи замедлятся, но останутся существенными. Прежде всего, это обусловлено необходимостью обнаружения новых месторождений и обеспечения новых объемов добычи, чтобы предложение оставалось на уровне, достаточном для удовлетворения мирового спроса в ближайшие десятилетия с учетом текущего естественного спада на уже действующих активах. Совокупные темпы сокращения ресурсной базы в общемировом масштабе на протяжении прогнозного периода (включая как месторождения, где добыча уже находится в состоянии спада, так и месторождения, где добыча сейчас растет или вышла на стабильный уровень) предположительно будут составлять около 3% в год. Спрос на новые объемы добычи сырой нефти и конденсата к 2040 г.

13 S&P Global Commodity Insights, Insight, *Global Conventional Exploration Trends: Fears of discovering tomorrow's stranded assets are overriding concerns on resource deficient portfolios — for now*, May 2023 [S&P Global Commodity Insights, Аналитический обзор *«Глобальные тенденции традиционной геологоразведки: страх перед вложениями в активы, которые завтра могут стать проблемными, перевешивает опасения по поводу дефицита ресурсов в текущих портфелях— по крайней мере, на данный момент»*, май 2023 г.].

14 Следует отметить, что исключением среди основных регионов мира, согласно нашему прогнозу, является Евразия: хотя базовый сценарий предусматривает увеличение расходов на разведку и добычу во всех остальных регионах в течение 2023 г., в Евразии ожидается снижение таких расходов примерно на 6% до 33 млрд долл.

Рисунок 1.8 Перспективы расходов на разведку и добычу в мире (млрд долл., в номинальном выражении)



Примечания: Суммарный показатель расходов на разработку месторождений определяется путем анализа проектов, входящих в наши базы данных, методом «от частного к общему» с использованием фактических сведений о проектах, предоставляемых компаниями-операторами или крупными сервисными подрядчиками, после чего, основываясь на предполагаемом периоде строительства (обычно от трех до четырех лет), рассчитываются расходы; Северная Америка не включает Мексику.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

составит около 31 млн барр. в сутки или почти 40% от общемирового показателя добычи в 2022 г. В то же время ряд значимых индикаторов указывает на то, что компании все активнее придерживаются более избирательного подхода к ведению геологоразведочной деятельности, отдавая предпочтение вариантам с низким уровнем риска.[15]

Несмотря на то, что доступ к средствам, необходимым для финансирования новых углеводородных проектов, вероятно, останется проблематичным в условиях продолжающегося энергетического перехода, наш базовый сценарий («Переломный этап») на период до 2050 года предполагает, что глобальные кредиторы все же увеличат объем кредитования в масштабах, требующихся для ввода в эксплуатацию основных дополнительных новых проектов разведки и добычи, необходимых как для компенсации спада на истощающихся месторождениях, так и для удовлетворения растущего спроса на нефть (т.е. повышающегося спроса на нефть во всем мире в течение первой части прогнозного периода и продолжающегося роста спроса на нее во многих отдельно взятых странах в последующие годы). Однако, учитывая дисциплину управления капиталом, которой сейчас повсеместно уделяют самое серьезное внимание, нефтяные компании, вероятно, будут все в более существенной мере ограничивать вложение средств проектами, потенциально обеспечивающими максимальную доходность (причем предпочтительнее в краткосрочной или среднесрочной – а не в долгосрочной – перспективе). Тем не менее, в случае сценария «Переломный этап» инвестиционный климат остается более благоприятным для разведочно-добывающей деятельности, чем в ряде наших альтернативных сценариев (в частности, сценарий «Зеленые нормы» предполагает более ограниченный объем финансирования углеводородных проектов и более высокий уровень риска для новых проектов разведки и добычи, что обусловлено ускорением декарбонизации и сокращением спроса на углеводороды в целом в соответствии с этим вариантом прогноза). В то же время сценарий «Переломный этап» предусматривает, что инвесторы также будут склонны отдавать предпочтение тем проектам, которые способны обеспечить добычу нефти с меньшим объемом выбросов углерода и с более высокой добавленной стоимостью более устойчивыми и эффективными способами, чем ранее.

Структура совокупного объема предложения жидких углеводородов в течение прогнозного периода также претерпит серьезные изменения – как по составу, так и по географии добычи (см. Рисунок 1.9 «Перспективы мировой добычи нефти (жидких углеводородов)»).[16] Доля сырой нефти в общемировом объеме предложения жидких углеводородов снизится с уровня около 78% в 2022 г. до 74% к 2050 г. на фоне относительно более существенного роста других его составляющих (газового конденсата и других жидких фракций природного газа, а также биотоплива и других жидких энергоносителей). С точки зрения географического распределения мирового объема предложения жидких углеводородов, одной из значимых тенденций является существенный рост их добычи странами ОПЕК. При этом добыча ОПЕК все в большей степени концентрируется на месторождениях ближневосточных стран-участниц организации (особенно Саудовской Аравии), тогда как

15 Например, в США разведка сланцевых месторождений очевидно вступила в новую фазу: хотя традиционная разведка все еще ведется, компании, судя по всему, в более существенной мере, чем ранее, сосредоточены на разработке недостаточно задействованных площадей в рамках уже имеющихся у них лицензионных участков, а не на открытии месторождений за счет бурения разведочных скважин на новых территориях; см. *Energy Intelligence, 'Quiet' Exploration Takes Shape in US Shale Patch, June 8, 2023* [*Energy Intelligence, «'Тихая' разведка на сланцевых активах США набирает обороты», 8 июня 2023 г.*].

16 Траектория совокупного предложения жидких углеводородов фактически повторяет представленную выше картину спроса согласно нашему базовому сценарию (с точки зрения объема); т.е. в целях моделирования прогноз предполагает нулевое изменение совокупного объема запасов жидких углеводородов за год - отсутствие как их наращивания, так и их расхода (см. Таблицу 1.2).

главными производителями нефти среди стран, не входящих в ОПЕК, в период до 2050 года предположительно останутся США и Россия (даже несмотря на то, что добыча нефти в этих двух странах в целом сократится).

Ожидается, что одну из ключевых ролей в мировом предложении нефти в течение предусмотренного сценарием периода также продолжит играть добыча так называемой «сланцевой» (или трудноизвлекаемой) нефти, которая в настоящее время сконцентрирована в США. При этом Казахстан в ближайшие годы способен пополнить ряды мировых производителей сланцевой нефти (см. текстовую вставку «Перспективы разработки месторождений сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти в мире и в Казахстане»).

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОЙ (ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ) НЕФТИ В МИРЕ И В КАЗАХСТАНЕ

Мы прогнозируем, что в течение следующих пяти лет доминирующие позиции в росте предложения нефти в общемировом масштабе среди стран, не входящих в ОПЕК, будет занимать сланцевая нефть США. Мировой объем добычи трудноизвлекаемой нефти вырастет с уровня около 8,4 млн барр. в стуки в 2022 г. (из которых на долю США приходится около 94%) до максимального показателя на отметке 11,7 млн барр. в сутки в 2030 г. (когда доля США предположительно достигнет 91%), а затем снизится до 7,7 млн барр. в сутки в 2050 г. (когда доля США составит 86%). Другими производителями сланцевой нефти на протяжении предусмотренного сценарием периода (которые далее перечислены в порядке убывания объема добычи трудноизвлекаемой сырой нефти в 2022 г.) являются Канада, Россия, Аргентина и Китай.

В свете наличия у Казахстана значительного потенциала добычи сланцевой нефти (учитывая площадь его осадочных бассейнов) страна в перспективе также способна стать ее крупным производителем, однако для определения объема коммерчески извлекаемых запасов потребуется гораздо более существенная геологоразведка (и, возможно, реальная коммерческая разработка в определенном масштабе). Одним из ключевых индикаторов имеющегося у Казахстана потенциала в данной сфере является оценка его технически извлекаемых запасов сланцевой нефти (и сланцевого газа), выполненная в 2014 г. Управлением энергетической информации США (EIA). Согласно результатам оценки, сланцевые породы и другие материнские породы, богатые органическими веществами, на территории Казахстана содержат технически извлекаемые запасы сланцевой нефти/конденсата (с учетом риска) в объеме 10,6 млрд барр., тогда как геологические технически извлекаемые запасы (с учетом риска) составляют 221 млрд барр.[17]

В ближайшем будущем перспективы коммерческой разработки месторождений сланцевой нефти в Казахстане связаны главным образом с частной компанией «САУТС-ОЙЛ», которая в феврале 2023 года первой в стране официально зарегистрировала запасы сланцевой нефти, которые она обнаружила в южно-центральном регионе – а именно, в Карагандинской и Кызылординской областях (в Южно-Тургайском бассейне, где углеводороды залегают на относительно небольших глубинах).

С 2001 года компании «САУТС-ОЙЛ» принадлежат права на недропользование и геологоразведку по углеводородам на контрактных территориях №662 и №668, а с 2005 года она открыла несколько месторождений (Кенлык, Актау, Есжан, Юго-Западный Карабулак, Восточный Акшабулак). В 2021 году компания организовала совместную работу с коллегами из России (ООО «РН-БашНИПИнефть») по изучению нижне-среднеюрских отложений Южно-Тургайского бассейна. В рамках деятельности «САУТС-ОЙЛ» была выполнена оценка ресурсного потенциала карагансайской свиты, подтвердившая перспективы нефтегазоносности (в частности, в скважине №40 на контрактной территории №668 был зарегистрирован приток нефти с дебитом 0,5 м^3/сут.). В дальнейшем, 22 февраля 2023 года, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (при Комитете геологии Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан) рассмотрела и утвердила отчет «САУТС-ОЙЛ» о запасах («Подсчет запасов сланцевой нефти Карагансайского участка нетрадиционных источников углеводородов, расположенного в Карагандинской и Кызылординской областях РК»).

Это, в свою очередь, открывает путь для более основательного изучения материнских пород и последующей коммерческой разработки. В настоящее время «САУТС-ОЙЛ» составляет программу работ в соответствии с действующим законодательством, и, по имеющейся информации, планирует пробурить около 15 скважин в течение ближайших 2-3 лет и 100-150 скважин в течение ближайших 25 лет. Тем не менее, пока присутствует немало факторов неопределенности относительно реализации этого проекта, включая масштаб открытия, ожидаемые объемы добычи и сроки ее наращивания, предполагаемые технологии добычи, стоимость разработки, механизмы финансирования и т.п.

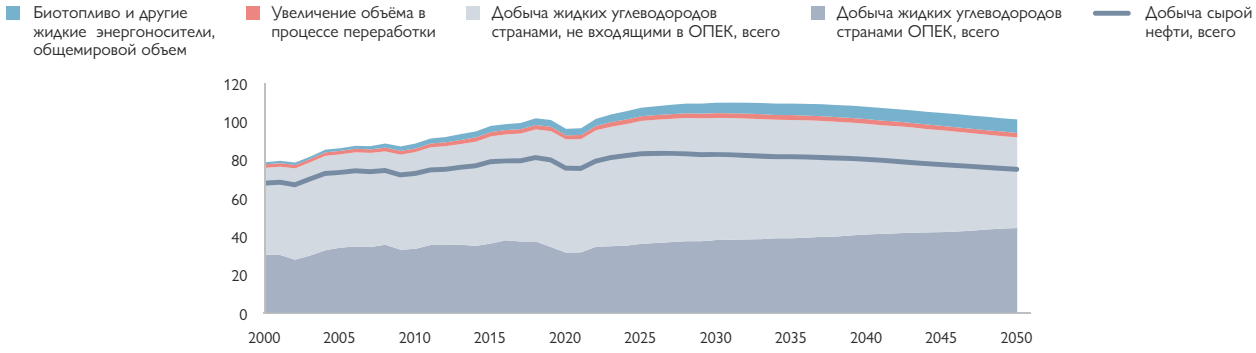
Решающее значение для разработки месторождений сланцевой нефти в Казахстане может иметь поддержка государства в виде обеспечения более выгодных условий (мер содействия) негеологического характера, чем предусмотрены в настоящее время – таких как налоговые льготы и благоприятствующая политика в сфере нормативно-правового регулирования. Подобные меры, например, в значительной мере способствовали бурному подъему добычи сланцевой нефти в США. В то же время в исследовании, выполненном EIA, отмечается, что некоторые из значимых факторов негеологического характера, способствующих разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти в Северной Америке, могут оказаться не применимыми для других стран, включая «частную собственность на права недропользования, что является мощным стимулом для разработки; наличие большого количества независимых операторов и смежных [вспомогательных] подрядчиков, обладающих критически значимыми экспертными компетенциями, а также соответствующих буровых установок… и наличие водных ресурсов для использования при гидроразрыве пласта».[18]

В более широком смысле, еще один важный урок американской «революции» в сфере добычи трудноизвлекаемой нефти для Казахстана заключается в том, что традиционные месторождения могут также содержать крупные неосвоенные запасы трудноизвлекаемой нефти. Данное обстоятельство способно послужить основанием для доразработки многих зрелых месторождений за счет

17 U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Kazakhstan,* September 2015, p. XXVIII-2 [Управление энергетической информации США, *«Технически извлекаемые запасы сланцевой нефти и сланцевого газа: Казахстан»,* сентябрь 2015 г., стр. XXVIII-2], Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: (eia.gov).

18 Там же, стр. 3.

Рисунок 1.9 Перспективы мировой добычи нефти (жидких углеводородов), млн барр. в сутки



Примечания: Деление на страны, входящие и не входящие в ОПЕК, исходя из данных о членстве в ОПЕК по состоянию на июль 2021 г.; биотопливо включает этанол из США и Бразилии; другие жидкие энергоносители включают жидкое топливо на основе газа (GTL), жидкое топливо на основе угля (CTL), оксигенаты (кислородсодержащие соединения) из невозобновляемого сырья, добавки для нефтепереработки и горючие сланцы (кероген).
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

использования во многом тех же технологий (в частности, таких как горизонтальное бурение в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта). При этом следует отметить, что возможности применения технологий добычи трудноизвлекаемой нефти на зрелых месторождениях остаются по большей части незадействованными в России, где разработка сланцевой нефти наиболее развита по сравнению с остальными странами Евразии. Действия России в свете североамериканских достижений в данной сфере сводились в основном к изучению потенциальных российских аналогов на новых месторождениях и структурах, а не на более старых традиционных объектах, что дало смешанные результаты.[19]

В период до 2030 г. определяющую роль в нашем базовом прогнозном сценарии играют следующие факторы на стороне предложения:

- Ожидается, что более высокие цены на нефть и возобновившийся акцент на обеспечение энергетической безопасности продолжат способствовать капиталовложениям в разведку и добычу во всем мире.
- S&P Global предполагает повышение приемлемой для инвесторов подразумеваемой внутренней нормы доходности (IRR) по новым нефтяным проектам с 10% до 20%, что объясняется их стремлением к увеличению прибыли и ростом рисков для нефтяных проектов на фоне энергетического перехода.
- Военный конфликт в Украине приводит к ослаблению нефтяной отрасли России по целому ряду значимых направлений, и ожидается, что в вышеуказанный период страна вступит в фазу долгосрочного снижения добычи, при этом западные страны преимущественно продолжат отказываться от российских экспортных баррелей; санкции, а также более высокий уровень налоговых сборов значительно усложняют будущее развитие разведки и добычи в России.
- Картина мирового предложения нефти в краткосрочной и среднесрочной перспективах в значительной мере зависит от разведки и добычи в США, которые располагают высоким потенциалом по обеспечению дополнительных объемов в течение 2020-х гг.; однако ожидается, что ближе к концу рассматриваемого десятилетия добыча сырой нефти в США выйдет на пиковый показатель.

В 2030-50 гг. ключевые драйверы выглядят следующим образом:

- В связи с выходом мирового спроса на жидкие углеводороды на пиковую отметку в начале 2030-х гг. для удовлетворения спроса и компенсации естественного спада на действующих месторождениях становится достаточно менее высокой активности в сфере разведки и добычи, чем ранее.
- По мере замедления роста спроса на нефть и ускорения энергетического перехода в сфере инвестиций наблюдается отход от вложений в единичные крупномасштабные дорогостоящие проекты, а предпочтение начинает отдаваться освоению запасов трудноизвлекаемой нефти и менее масштабным проектам с более коротким сроком окупаемости.
- Ожидается, что на всем протяжении прогнозного периода традиционная добыча из новых источников будет главным образом представлена мало- и среднемасштабными проектами на суше и проектами подводной добычи с подключением к уже действующей инфраструктуре, а также проектами с возможностью многоэтапного расширения.
- Во всем мире участки, геологоразведка которых требует наиболее высоких финансовых вложений, сталкиваются с серьезными проблемами, а высокозатратная добыча в ряде регионов фактически сокращается.
- Мы предполагаем, что к началу 2030-х гг. отношения России с Западом улучшатся, что откроет возможности

19 Сравнение начальных периодов разработки трудноизвлекаемой нефти в США и России представлено в материале S&P Global Private Report, *Tight Oil in Russia: Can development spur a West Siberian renaissance?*, July 2012 [Индивидуальный отчет S&P Global, *«Трудноизвлекаемая нефть в России: может ли ее разработка стимулировать возрождение в Западной Сибири?»*, июль 2012 г.]. Начиная с 2014 г., западные санкции фактически сорвали целый ряд многообещающих совместных предприятий по добыче сланцевой нефти с участием российских компаний и МНК – но это лишь частично объясняет, почему колоссальный потенциал России в сфере трудноизвлекаемой нефти (в частности, баженовская свита, залегающая на значительной части площади Западно-Сибирского бассейна) остается по большей части нереализованным. Возможно, еще более серьезным обстоятельством, препятствующим радикальному сдвигу в разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти, является отсутствие в России упомянутых выше условий (факторов) негеологического характера.

Таблица 1.3 Добровольные квоты добычи участников альянса ОПЕК+ по состоянию на июль 2023 г. (млн барр. в сутки)

Страны ОПЕК	Квота	Страны, не входящие в ОПЕК	Квота
Алжир	0,96	Азербайджан	0,68
Ангола	1,46	Бахрейн	0,20
Конго	0,31	Бруней	0,10
Экваториальная Гвинея	0,12	Казахстан	1,55
Габон	0,17	Малайзия	0,57
Ирак	4,22	Оман	0,80
Кувейт	2,55	Россия	10,48
Нигерия	1,74	Судан	0,07
Саудовская Аравия	8,98	Южный Судан	0,12
ОАЭ	2,88	**Страны, не входящие в ОПЕК, всего**	**14,57**
Страны ОПЕК, всего	**23,38**	**ОПЕК+, всего**	**37,95**

Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

для увеличения поставок нефти в Европу, однако, как ожидается, потеря иностранных инвестиций и доступа к международным технологиям и капиталу будет препятствовать восстановлению добычи в России в долгосрочной перспективе.

Более широкая группа стран, входящих в ОПЕК+ («Венский альянс»), возможно, будет обеспечивать бóльшую часть мировой добычи нефти на протяжении более поздней части прогнозного периода, что, в свою очередь, указывает на возможное продолжение или даже усиление значительного влияния ОПЕК+ на мировом рынке нефти. При этом ключевым непредсказуемым фактором, способным серьезно изменить ситуацию, является будущий состав членов ОПЕК+ (см. Таблицу 1.3 «Добровольные квоты добычи участников альянса ОПЕК+ по состоянию на июль 2023 г.»). В то же время в течение прогнозного периода в каждой из стран Евразии, входящих в Венский альянс (России, Казахстане и Азербайджане), ожидается снижение добычи нефти. Это позволяет предположить, что чистый показатель добычи стран Венского альянса, не входящих в ОПЕК, в целом может упасть даже при наращивании добычи странами-участницами ОПЕК+ (доля Евразии в добыче сырой нефти среди стран альянса, не входящих в ОПЕК, в последнее время составляла более 85%). Согласно базовому сценарию, совокупный объем добычи жидких углеводородов странами ОПЕК вырастет с 34,5 млн барр. в сутки в 2022 г. примерно до 44 млн барр. в сутки в 2050 г., что означает увеличение на 28%, а доля ОПЕК в мировой добыче жидких углеводородов за тот же период увеличится примерно с 34% до 44%. В отличие от этого, ожидается, что добыча нефти странами Евразии, входящими в альянс ОПЕК+, сократится с 13,2 млн барр. в сутки в 2022 г. примерно до 10 млн барр. в сутки в 2050 г., снизившись в целом на 24%, тогда как доля стран Евразии в мировом объеме добычи упадет с 13% до 10%.[20]

Тремя крупнейшими производителями нефти в мире в период до 2050 г. останутся США, а также входящие в ОПЕК+ Саудовская Аравия и Россия. В 2022 г. на долю этих трех стран в совокупности пришлось более 30% мирового объема предложения жидких углеводородов. Тем не менее, в каждой из них в будущем ожидаются довольно разные тенденции:

- ***Добыча нефти в США предположительно выйдет на пиковую отметку к началу 2030-х гг., после чего будет снижаться на протяжении оставшейся части прогнозного периода.*** Несмотря на складывающуюся в целом более умеренную конъюнктуру цен на нефть, мы все же ожидаем, что они останутся на достаточно высоком уровне, чтобы позволить нефтяным компаниям наращивать добычу, одновременно обеспечивая солидный объем свободных денежных средств, которые будут получать инвесторы. В соответствии с базовым сценарием среднегодовой показатель добычи нефти в США вырастет с 11,9 млн барр. в сутки в 2022 г. до пиковой отметки на уровне около 15,1 млн барр. в сутки в 2032 г., что примерно на 3 млн барр. в сутки выше предыдущего максимума, зарегистрированного в 2019 г. Однако истощение основных активов к началу 2030-х гг. станет все сильнее тормозить добычу, приводя к ее снижению на протяжении остальной части прогнозного периода примерно до 11 млн барр. в сутки в 2050 г.
- ***В 2022 г. Саудовская Аравия вышла на самый высокий устойчивый уровень добычи в своей истории и, согласно нашим прогнозам, останется на траектории роста.*** Добыча сырой нефти в Саудовской Аравии (на которую приходится львиная доля совокупного объема добычи жидких углеводородов в стране) в 2022 г. составила 10,6 млн барр. в сутки, и, как ожидается, на протяжении остальной части десятилетия её средний показатель будет значительно выше 10 млн барр. в сутки, что компенсирует снижение добычи в других странах-участницах ОПЕК+. Согласно нашему прогнозу на долгосрочную перспективу, имеющиеся у Саудовской Аравии возможности для стабильного наращивания добычи после 2030 гг. резко возрастут, несмотря на пик мирового спроса на сырую нефть. К следующему

20 Соответствующие индивидуальные показатели для стран Евразии, участвующих в альянсе ОПЕК+, согласно нашему базовому сценарию, выглядят следующим образом: добыча нефти в России снизится примерно с 10,7 до 7,9 млн барр. в сутки (-26%), в Казахстане – с 1,8 до 1,5 млн барр. в сутки (-15%), а в Азербайджане – с 0,7 до 0,6 млн барр. в сутки (-17%).

десятилетию объемы предложения стран, не входящих в ОПЕК (и некоторых стран ОПЕК), будут снижаться, что потребует увеличения добычи в Саудовской Аравии для удовлетворения общемирового спроса на сырую нефть. Проекты доразработки месторождений и повышения нефтеотдачи будут способствовать росту новых источников добычи в стране, и ожидается, что к 2050 г. добыча сырой нефти на ее территории составит около 13 млн барр. в сутки.

- ***На фоне военного конфликта между Россией и Украиной российская нефтедобыча вступила на путь долгосрочного спада.*** Хотя в 2022 г. добыча сырой нефти и конденсата в России немного выросла – до 10,7 млн барр. в сутки, мы ожидаем, что далее на протяжении всего прогнозного периода добыча нефти в стране будет в целом сокращаться. Наш текущий прогноз предусматривает реализацию меньшего количества новых проектов по сравнению с предыдущими предположениями. В результате совокупного объема добычи в России окажется недостаточно для компенсации продолжающегося (неизбежного) спада на более старых месторождениях даже в период до 2030 г. – в отличие от того, что ожидалось ранее. В период с 2025 г. по 2030 г. добыча в России предположительно снизится примерно на 500 000 барр. в сутки, а в 2030-35 гг. стабилизируется на уровне около 8,5 млн барр. в сутки, поскольку объемы от новых проектов компенсируют основную часть спада на более старых действующих месторождениях. Интенсивность снижения в краткосрочной перспективе сгладится, благодаря продолжающемуся активному наращиванию объемов добычи конденсата, однако, согласно базовому сценарию, к 2050 г. добыча жидких углеводородов в стране сократится до уровня лишь около 8 млн барр. в сутки.

1.4.3 Потенциальное влияние на ситуацию в Казахстане

Представленная выше глобальная динамика нефтяных цен, а также спроса и предложения нефти играет роль индикатора общего плана для многих сырьевых товаров на мировом рынке, позволяя сделать значимые выводы о том, как будет складываться ситуация для экономик крупных сырьевых экспортеров, к которым относится и Казахстан. В частности, велика вероятность высокого и устойчивого мирового спроса на многие полезные ископаемые, играющие важную роль в контексте энергетического перехода – такие как медь, литий, кобальт и марганец, в то время как спрос на некоторые другие ресурсы (например, на уголь) предположительно будет снижаться.

При этом следует отметить, что на протяжении всего периода независимости Казахстана углеводородные ресурсы были и остаются чрезвычайно важным фактором для экономики страны, внося в нее существенный вклад. Начиная с 2000 г, доходы от экспорта углеводородов (сырой нефти, газового конденсата, нефтепродуктов, природного газа) выросли многократно и составляют более половины суммарной экспортной выручки страны (например, в 2022 г. они обеспечили 50,7 млрд долл. или 60,0% от совокупного показателя, который составил 84,4 млрд долл.); на них также приходится значительная процентная доля суммарных поступлений в бюджет и прямых иностранных инвестиций. В целом развитие нефтегазовой отрасли всегда приносило Казахстану ощутимую выгоду, обеспечивая значимые финансовые поступления, а также способствуя внедрению новых технологий и освоению новых видов деятельности, тем самым укрепляя экономическую независимость страны и содействуя повышению уровня жизни. Несомненно, в обозримом будущем добыча углеводородов сохранит свою важность для экономики Казахстана, поскольку страна продолжит быть крупным мировым производителем нефти. Однако та ключевая роль, которая с начала текущего века отводится в Казахстане углеводородной отрасли, также означает высокую чувствительность складывающихся в стране макроэкономических тенденций к ситуации на мировых нефтяных рынках и к ценам на нефть, что может оказаться решающим фактором в вопросе профицита или дефицита государственного бюджета, а также прибыльности или убыточности инвестиций в разведку и добычу.

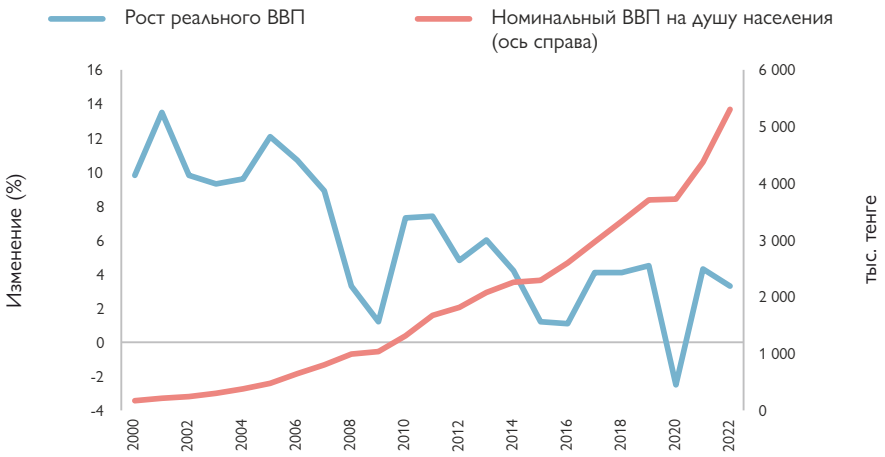
1.4.3.1 Экономика Казахстана: ключевая роль колебаний цен на нефть во «взлетах и падениях» 2020-23 гг.

Динамика ВВП Казахстана в 2020-23 гг. наглядно отражает прямое влияние мировых цен на нефть на экономические показатели и негативные риски страны (см. Рисунок 1.10 «Годовой рост реального ВВП Казахстана в 2000-22 гг.» и Рисунок 1.11 «Квартальные изменения ВВП Казахстана в 2019-23 гг.»):

- ***2020-21 гг.: за сокращением ВВП последовало его восстановление на фоне снижения и – затем – роста мировых цен на нефть.*** В 2020 г. ВВП упал на 2,5% (самая глубокая рецессия за два десятилетия для Казахстана) в результате сокращения внешнего спроса и снижения цен на экспортируемые из Казахстана углеводороды на фоне пандемии COVID-19. Ситуация усугублялась негативным влиянием карантинных мер на экономическую активность внутри страны. Однако в 2021 г. в экономике Казахстана произошло оживление. Восстановление цен на нефть и рост внешнего и внутреннего спроса вследствие улучшения эпидемиологической ситуации сопровождались быстрым ускорением квартального роста ВВП Казахстана: с -1,2% в 1-м квартале 2021 г. до 6,5% во 2-м квартале, после чего показатели роста составили 6,2% в 3-м квартале и 5,9% в 4-м квартале. В целом за 2021 г. ВВП вырос на 4,3% по мере возврата к уровню экономической активности, наблюдавшемуся до пандемии.
- ***2022-23 гг.: рост ВВП продолжался, но более медленными темпами, что связано с новыми факторами геополитической напряженности, а также с ослаблением роста цен на нефть в 2022 г. и снижением их уровня в 2023 году.*** Начало российско-украинского вооруженного конфликта в феврале 2022 г. и последовавшие за ним санкции Запада в отношении России и Беларуси (которые, как и Казахстан, являются членами Евразийского экономического союза) изначально омрачили перспективы восстановления казахстанской экономики, несмотря на положительную динамику нефтяных цен на протяжении значительной части 2022 г.: уже в 1-м квартале 2022 г. рост ВВП начал замедляться по

сравнению с предыдущим кварталом, составив 4,7%, после чего во 2-м квартале его показатель снизился еще более существенно – до 2,8%, а в 3-м и 4-м кварталах находился на уровне 2,0% и 3,7% соответственно, и в результате рост ВВП в целом за 2022 г. составил 3,3% (что несколько ниже показателей прогнозов, составленных до начала военных действий, которые предусматривали рост в диапазоне 3,9-4,0%). S&P Global предполагает, что в 2023 г. рост ВВП Казахстана окажется на уровне около 3,7%, хотя в первом полугодии он составил около 5%.[21]

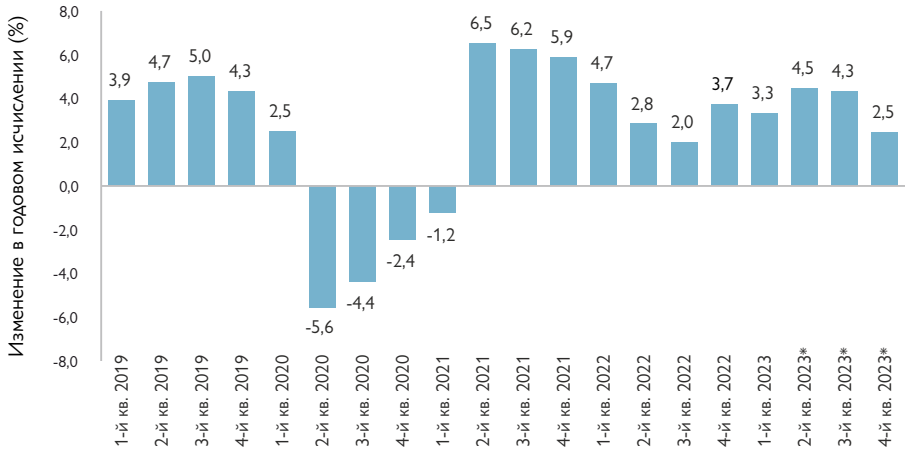
Рисунок 1.10 Годовой рост реального ВВП Казахстана в 2000-22 гг.



Примечания: Номинальный ВВП на душу населения за 2022 г. - предварительный расчетный показатель.
Источник: S&P Global Market Intelligence.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.11 Квартальные изменения ВВП Казахстана в 2019-23 гг.



Примечания: *Предварительный расчет или прогноз.
Источник: S&P Global Market Intelligence.

© 2023 S&P Global.

21 Помимо влияния вооруженного конфликта и санкций на близлежащие государства и основных торговых партнеров, свою роль сыграли и гражданские беспорядки в Казахстане в начале января 2022 г., вызванные недовольством населения повышением цен на топливо, которые привели к введению военного положения и отправке в страну российских миротворцев под эгидой Организации Договора о коллективной безопасности для пресечения мародерства и эпизодических актов насилия в Алматы, Астане и других городах. Впоследствии общая обстановка в плане безопасности стабилизировалась, а направления политики, о которых объявил Президент Республики Казахстан Касым-Жомарт Токаев после беспорядков, способствовали замедлению роста цен на энергоносители. Более подробная информация об этом представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Insight, *Kazakhstan's President Outlines New Directions and Reforms in Aftermath of Mass Demonstrations: What does it mean for the energy sector?* January 2022 [S&P Global Commodity Insights, Аналитический обзор *«Президент Казахстана намечает новые направления политики и реформ после массовых демонстраций: что это значит для энергетики?»*, январь 2022 г.].

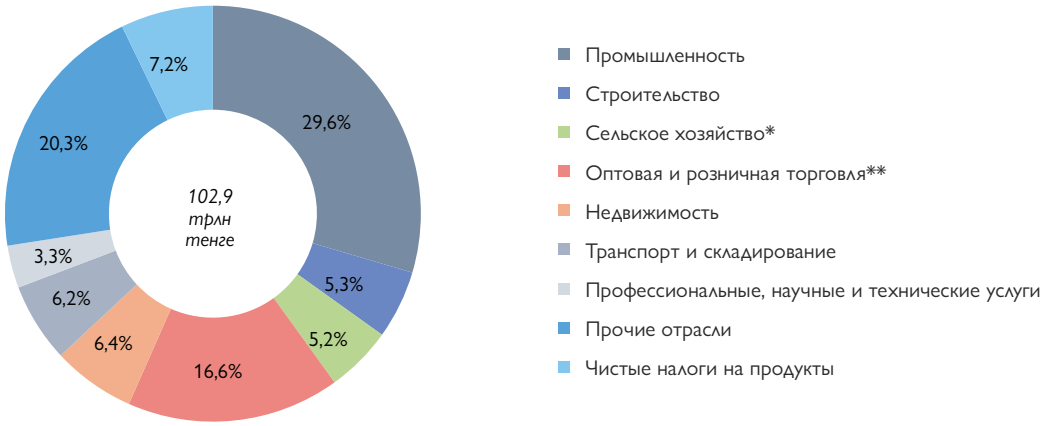
Следует отметить, что за вышеупомянутыми тенденциями общего характера скрываются разноплановые результаты в различных секторах экономики, поскольку влияние на них колебаний мировых цен на нефть и другие сырьевые товары, а также санкций и нарушений в структуре торговых связей, носит неоднородный характер. При этом в основе динамики ВВП Казахстана лежат следующие ключевые тенденции спроса и предложения:

- ***В части предложения: оживление в сфере энергетики продолжает способствовать подъему экономики страны.*** Крупнейшей единичной составляющей экономики, на долю которой в 2022 г. пришлось 29,6% ВВП, является экспортоориентированный промышленный сектор, в который входит добывающая отрасль (добыча полезных ископаемых), включая энергетику (см. Рисунок 1.12 «ВВП Казахстана в 2022 г. с разбивкой по секторам»). В 2022 г. промышленное производство увеличилось на 22,5% (в тенге), что стало самым значительным показателем роста среди всех крупных сегментов, за исключением сельского хозяйства (где увеличение составило 25,9%). При этом энергетика остается одной из основных движущих сил казахстанской экономики, учитывая ее доли как в совокупном объеме промышленного производства, так и в ВВП в целом, а нефть обеспечивает львиную долю экспортной выручки Казахстана и является главным источником поступлений в государственный бюджет. В 2022 г. непосредственный вклад одной только нефтегазовой отрасли вместе со смежными отраслями (такими как транспортировка нефти и газа, строительство разведочно-добывающих объектов и геология) в ВВП страны предположительно составил около 20% – примерно как и в 2021 г., когда он достиг 19,4%. (см. Рисунок 1.13 «Вклад нефтегазовой отрасли Казахстана в ВВП»). В то же время, совокупная выручка от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов в 2022 г. подскочила на 51,1% до 48,4 млрд долл., превысив уровень 2019 г., хотя физические объемы экспорта все же оставались несколько ниже (см. Рисунок 1.14 «Экспорт нефти из Казахстана: объемы и выручка (2014-22 гг.)»). В результате настолько высокой зависимости экономики страны от углеводородной отрасли, такие глобальные тренды, как колебания цен на сырьевые товары, оказали широкомасштабное воздействие на ситуацию в Казахстане как прямо, так и косвенно, повлияв на показатели других секторов, включая транспорт, строительство, розничную торговлю и сферу профессиональных услуг.[22]
- ***В части спроса: энергетика отстает от других секторов по восстановлению инвестиций в основной капитал после 2020 г., что указывает на относительно низкую доходность.*** После произошедшего в 2020 г. спада суммарные инвестиции в основной капитал – т.е. инвестиции в основные средства (долгосрочные активы), такие как здания, машины и оборудование либо другие объекты инфраструктуры или сооружения, срок использования которых предприятием составляет не менее одного года – к 2022 г. восстановились почти до уровня 2019 г. или превысили его в зависимости от подхода к их измерению (см. Рисунок 1.15 «Инвестиции в основные средства (ОС) в энергетике Казахстана с разбивкой по сегментам (млрд долл. США в текущих ценах)» и Рисунок 1.16 «Инвестиции в основные средства (ОС) в энергетике Казахстана с разбивкой по сегментам (млрд тенге, в постоянных ценах 2010 г.)»). Так, в текущем долларовом выражении совокупный объем инвестиций в основные средства вырос на 13,4% в 2021 г. и еще на 6,4% в 2022 г., когда он достиг уровня 29,7 млрд долл., что лишь на 1,6% ниже показателя 2019 г. Оживление роста было еще более значительным в тенге (в постоянных ценах 2010 г.) – хотя в 2021 г. инвестиции, выраженные в тенге, сократились на 4,1%, последовавший в 2022 г. рост на 33,6% с лихвой компенсировал спад 2020-21 гг., в результате чего объем инвестирования на 9,9% превысил показатель 2019 г. При этом неудивительно, что доля энергетики в составе инвестиций в основной капитал росла с 2020 г. (когда она рухнула с 52,7% до 32,4%), однако в 2022 г. ей удалось восстановиться лишь до 34,0%. Инвестиционный бум, имевший место после 2020 г., в основном происходил за пределами энергетического сектора; совокупный объем инвестиций в основные средства в секторах, не относящихся к энергетике, фактически оставался на траектории роста в 2020 г. и к 2022 г. уже превысил показатель 2019 года на 37,1% в текущем долларовом выражении (или на 53,2% в постоянных тенге 2010 года). В отличие от этого, в энергетике инвестиции в основной капитал, наоборот, резко упали – более чем на 49,8% в 2020 г. в текущем долларовом выражении (или на 47,1% в постоянных тенге 2010 года), а в 2022 г. все еще были ниже уровня 2019 года на 36,4% в текущем долларовом выражении (или на 29,0% в постоянных тенге 2010 года); однако на данный момент их объем значительно превышает уровень 2020 года.[23]

22 Иногда сложно провести четкое разграничение между сегментами экономики, имеющими отношение к энергетике, и другими ее отраслями. Например, значительная часть деятельности в сфере услуг тесно взаимосвязана с тенденциями, складывающимися в энергетике, поскольку доступ к товарам и услугам обычно сопряжен с транспортной сферой (мобильностью).

23 Частное потребление в Казахстане (крупнейший единичный сегмент внутреннего спроса) в 2022 г. выросло на 8,4% в долларовом выражении, составив 110,4 млрд долл.

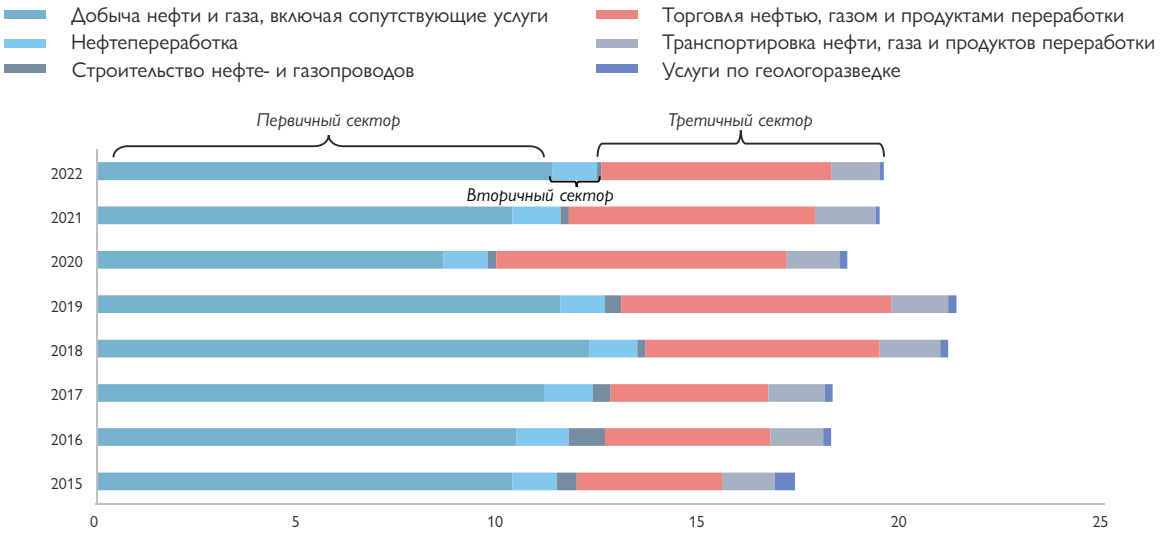
Рисунок 1.12 ВВП Казахстана в 2022 г. с разбивкой по секторам (% от совокупного показателя)



Примечания: *Включает лесное и рыбное хозяйство. **Включает ремонт автомобилей и мотоциклов.
Источник: S&P Global, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

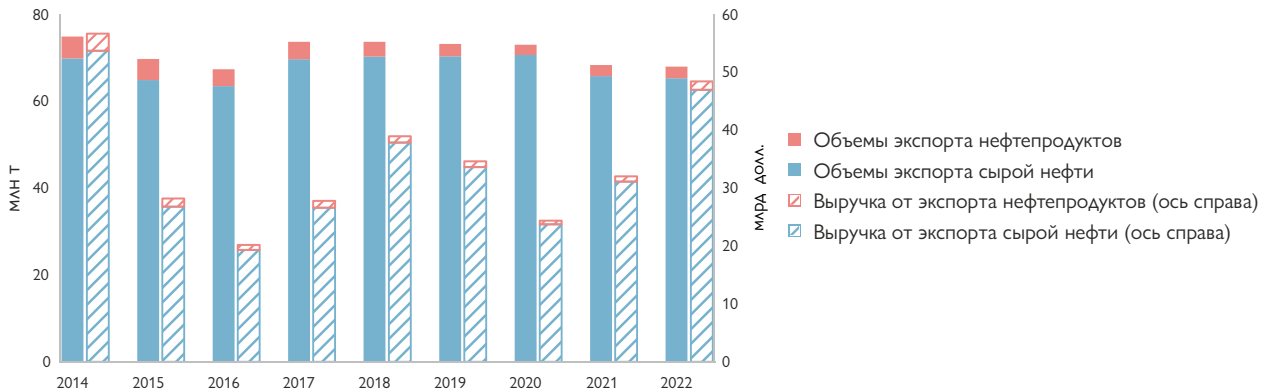
Рисунок 1.13 Вклад нефтегазовой отрасли Казахстана в ВВП (% от ВВП)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

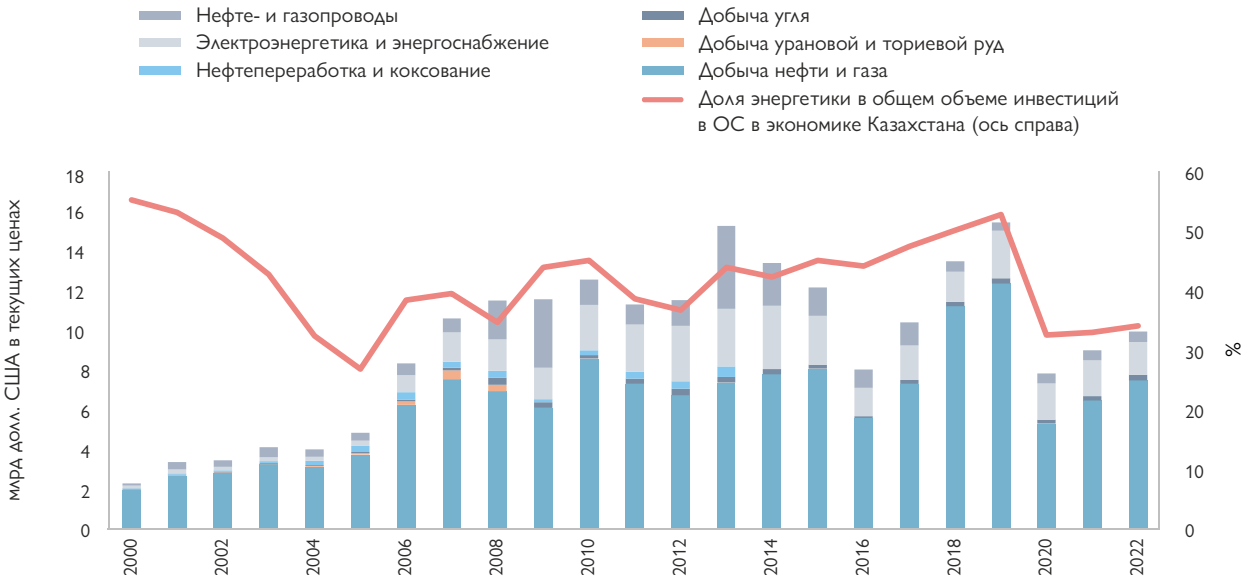
Рисунок 1.14 Экспорт нефти из Казахстана: объемы и выручка (2014–22 гг.)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК (данные по экспортной выручке).

© 2023 S&P Global.

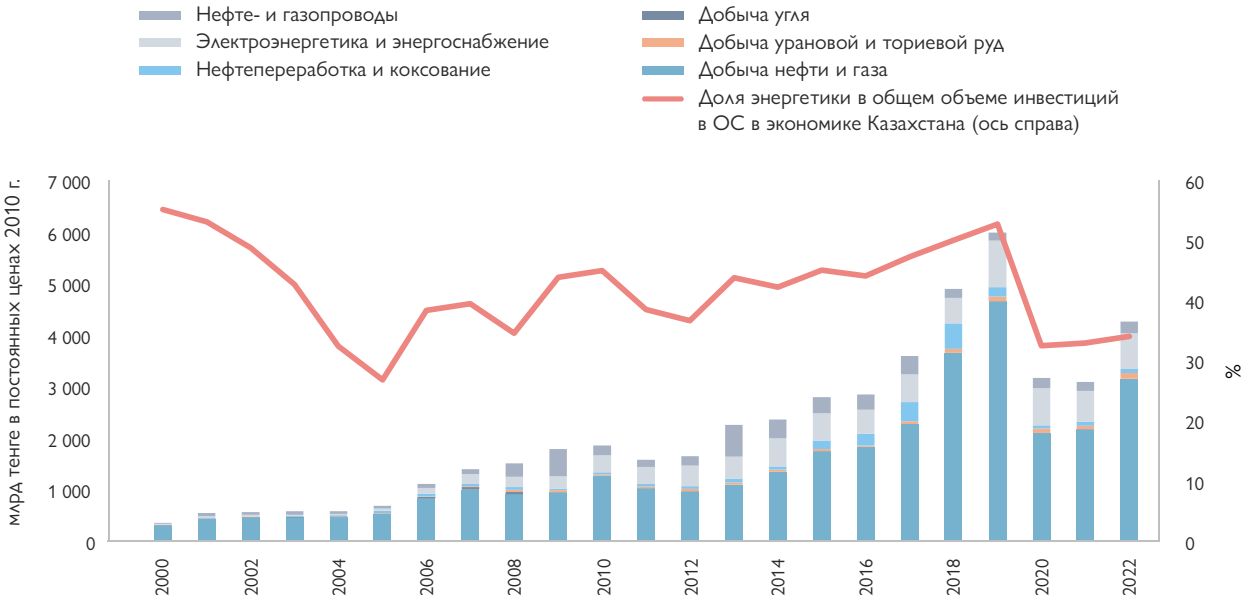
Рисунок 1.15 Инвестиции в основные средства (ОС) в энергетике Казахстана с разбивкой по сегментам (млрд долл. США в текущих ценах)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.16 Инвестиции в основные средства (ОС) в энергетике Казахстана с разбивкой по сегментам (млрд тенге, в постоянных ценах 2010 г.)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 1.17 Темпы роста ВВП Казахстана: показатели прошедших периодов и прогноз до 2050 г.



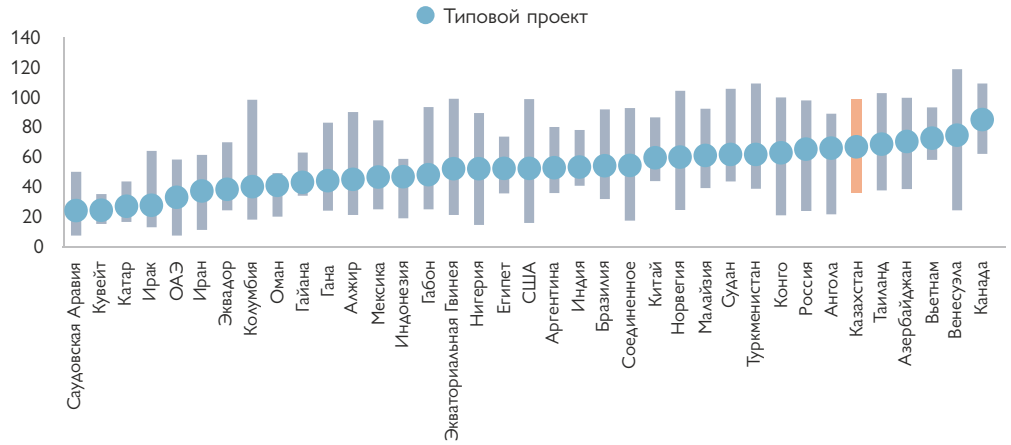
Источник: S&P Global Market Intelligence, S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Факторы, способствующие сокращению объемов экспорта, и воздействие западных санкций на евразийский регион в более широком плане также могут сдерживать темпы роста в будущем, хотя общая ситуация остается нестабильной, в связи с чем в прогнозах присутствует более высокая степень неопределенности. Если кратко изложить наш прогноз относительно перспектив роста экономики Казахстана в более долгосрочном плане, то базовый сценарий предполагает солидные темпы роста реального ВВП, которые, однако, будут постепенно замедляться (их среднегодовой показатель в 2023-50 гг. составит 2,6%). Замедление отчасти является естественным следствием расширения экономики с течением времени: по имеющимся прогнозам, средний показатель годовых темпов роста ВВП снизится с 3,1% в 2023-30 гг. до 2,5% в 2031-40 гг., а затем до 2,2% в 2041-50 гг. (см. Рисунок 1.17 «Темпы роста ВВП Казахстана: показатели прошедших периодов и прогноз до 2050 г.»).

1.4.3.2 Ситуация в сфере разведки и добычи в Казахстане: тенденции в области затрат повышают актуальность политических реформ для привлечения новых инвестиций

Выполненный S&P Global сравнительный анализ затрат на разведку и добычу в нефтедобывающих странах для типовых проектов, которые будут введены в эксплуатацию в течение ближайших нескольких лет, указывает на то, что Казахстану (и другим производителям из Евразии) может оказаться сложно соперничать с международными конкурентами и сохранять (не говоря уже о том, чтобы наращивать) свою долю на мировом рынке. По результатам нашей самой недавней сравнительной оценки затрат полного цикла на проекты по разведке и добыче за 2022 г. Евразия продемонстрировала самый высокий средний региональный показатель затрат в точке безубыточности для типового проекта – 66,35 долл./барр. Расчеты, выполненные на базе методики построения кривой затрат S&P Global, показывают, что цена безубыточности для типового нового проекта в Казахстане в 2022 г. составляла около 67 долл./барр., хотя в диапазоне значений вокруг этого среднего показателя наблюдается широкий разброс (от 36 долл./барр. до 99 долл./барр.). Вышеуказанная средняя отметка для Казахстана в целом помещает страну на правую сторону глобальной кривой затрат (где их уровень выше), а широкий разброс значений указывает на то, что существенная часть имеющегося в стране потенциала наращивания добычи является чрезвычайно дорогостоящей (см. Рисунок 1.18 «Затраты полного цикла в пересчете на Dated Brent для ряда нефтедобывающих стран в 2022 г.» и текстовую вставку «Методика расчета затрат полного цикла S&P Global»). При этом прогнозируется, что в более долгосрочной перспективе стоимость казахстанской нефти останется относительно высокой по сравнению с международными показателями: например, в 2040 году показатель безубыточности для новых казахстанских нефтяных проектов, на которых в указанном году будет идти добыча, предположительно составит около 70 долл./барр. (в долларах 2022 года), тогда как примерно для 65% общемирового объема новой добычи сырой нефти (составляющего 30 млн барр. в сутки) на территориях, рассматриваемых в прогнозе, данный показатель к 2040 году не будет превышать 50 долл./барр.

Рисунок 1.18 Затраты полного цикла в пересчете на Dated Brent для ряда нефтедобывающих стран в 2022 г. (долл./барр.)



Примечания: ОАЭ = Объединенные Арабские Эмираты. Предполагаемая норма доходности составляет 20%.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗАТРАТ ПОЛНОГО ЦИКЛА S&P GLOBAL ДЛЯ «НОВЫХ» ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Применяемая S&P Global методика расчета затрат полного цикла оценивает затраты на устье скважины, включая операционные расходы, капитальные затраты, а также налоги и сборы, которыми облагается разведка и добыча (т.е. затраты на разведку (обнаружение), разработку и последующую эксплуатацию «новых» нефтедобывающих активов). Согласно нашей методике, они отображаются как затраты в точке безубыточности для той или иной страны в совокупности, однако при этом проводится анализ отдельных проектов разведки и добычи в портфеле каждой из стран, и поэтому результаты имеют вид диапазона. По сути, это анализ на перспективу, позволяющий понять стоимость разработки новых источников предложения и определить области, в которых реализация новых проектов рентабельна при текущих (или ожидаемых) ценах на нефть. Данные о коллекторах и добыче являются расчетными и берутся из базы данных S&P Global, а другие аспекты корректируются в зависимости от проекта на основании имеющейся информации. Показанное среднее значение (по стране и/или географическому региону) не является средне-взвешенным или средним арифметическим, а представляет собой выборку предположительных показателей стоимости типового нового нефтяного проекта в данной стране или регионе (на суше / на шельфе) в текущих условиях.

Если говорить конкретнее, то для анализа были выбраны месторождения, представляющие собой типовые проекты, разработка которых начнется в течение ближайших нескольких лет (при этом расчет затрат отражает затраты полного цикла в точке безубыточности, включая разведку, добычу, эксплуатацию, сборы со стороны государства и окончательный вывод из эксплуатации). Для каждого месторождения были определены расчетные показатели и премии за риск с разбивкой по рынкам. Премия за риск вычислялась с учетом всех имеющихся для каждого проекта факторов риска (включая политические, экономические, юридические, налоговые и операционные риски, а также риски в плане безопасности).

Методика расчета затрат в точке безубыточности включает несколько этапов, а именно:

- Определение стоимости разведки, включая оценочные скважины.
- Прибавление к полученному результату стоимости разработки, включая любые соответствующие премии за риск.
- Прибавление к полученному результату операционных расходов.
- Применение фискальной модели для определения цены на нефть, необходимой для обеспечения приемлемого уровня внутренней нормы доходности (IRR), и выявление областей, в которых реализация проекта является рентабельной при текущих ценах на нефть.
- Получение прогнозных показателей добычи и затрат с помощью инструмента S&P Global Commodity Insights Vantage в целях определения проектов для анализа на каждом из рынков.

Чтобы обеспечить сопоставимость между регионами, специалисты S&P Global Commodity Insights сгенерировали цену на нефть, необходимую каждому из проектов для получения IRR в размере 20%. Данный показатель является «ценой безубыточности» для соответствующего рынка, к которой добавляется ценовая разница между стоимостью добычи сырой нефти для типового проекта на этом рынке и ценой на нефть марки Brent. Обработка данных осуществлялась с помощью программного обеспечения S&P Global Commodity Insights QUE$TOR, а также использовались данные сценариев в области энергетики и климата (Energy and Climate Scenarios) за вторую половину 2022 г.

В то же время следует отметить, что анализ затрат в точке безубыточности имеет ряд ограничений, препятствующих сравнению всех потенциальных составляющих затрат по странам; в частности, показатели безубыточности не отражают «фискальную безубыточность» (стоимость в расчете на баррель, необходимую для реализации государством всех его функций).[24] Они также не включают транспортировку на рынок или экспортные пошлины.

24 Более подробная информация представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Strategic Report, *Cost of Oil Report: 2022*, April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор *«Обзор стоимости нефти: 2022 год»*, апрель 2023 г.].

Важную роль в принятии международными игроками решений об инвестировании в сферу разведки и добычи играет фактор рисков негеологического характера в стране, являющейся потенциальным объектом капиталовложений. Соответственно, грамотная и продуманная политика властей Казахстана в данном отношении способна обеспечить стране возможность успешнее конкурировать за привлечение средств для финансирования разведки и добычи в условиях ограниченности глобального капитала в будущем. Следует отметить, что Казахстан, как правило, проигрывает большинству других стран-производителей нефти, выбранных для анализа, в рамках ежеквартального рейтинга привлекательности в сфере разведки и добычи, который был разработан специалистами S&P Global по экономическим и политическим рейтингам нефтедобывающих стран (S&P Global Petroleum Economics and Policy Solutions; PEPS).

Итоговый показатель Казахстана в соответствии с индексом экономических и политических рейтингов нефтедобывающих стран (PEPS) складывается из совокупности оценок таких аспектов как юридические и договорные условия, финансово-налоговая (фискальная) среда и риски нефтегазовой отрасли в целом. После публикации *Национального Энергетического Доклада за 2021 год* – точнее, начиная с января 2023 года – стандартные весовые коэффициенты, учитываемые нами в рейтингах привлекательности в сфере разведки и добычи, стали строиться на факторах негеологического характера, что позволяет лучше отразить ориентированность сервиса PEPS именно на негеологические аспекты, влияющие на инвестиционную среду в добывающей отрасли рассматриваемых стран. В то же время мы продолжаем составлять рейтинги на базе применявшихся ранее весовых коэффициентов, которые охватывают более широкий диапазон переменных. Со временем Казахстан улучшил свои позиции как в рейтинге на базе факторов негеологического характера, так и в рейтинге на базе традиционно применявшихся коэффициентов, однако показатели страны все же остаются относительно низкими по сравнению с другими ведущими (или сопоставимыми) нефтедобывающими странами.[25] В частности, это наглядно демонстрирует анализ изменений рейтинга Казахстана за отдельно взятый (одинаковый) квартал ежегодно в течение последних десяти лет, учитывая, что баллы рейтинга PEPS в целом сопоставимы из года в год на протяжении периода 2014-23 гг. Например, если рассматривать рейтинги на базе факторов негеологического характера по состоянию на третий квартал каждого года за вышеуказанный десятилетний период, то можно увидеть, что балл Казахстана по шкале от 1 до 10 (где 10 означает самый высокий уровень привлекательности) вырос с 4,91 до 5,39, а его место среди примерно 110 выбранных для анализа нефтедобывающих стран (где 1-е место означает самый высокий уровень привлекательности) повысилось с 89 до 78 (см. Таблицу 1.4 «Изменение рейтинга и уровня привлекательности Казахстана в сфере разведки и добычи за 2014-23 гг.» и Рисунок 1.19 «Составленный S&P Global рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для ряда нефтедобывающих стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. на базе негеологических факторов»).

При этом проследить изменение уровня (места) Казахстана в общем рейтинге относительно сопоставимых стран, включенных с ним в одну группу, за такой продолжительный период не так просто, поскольку состав этой группы для аналитических целей S&P Global за последние годы претерпевал серьезные изменения. В настоящее время Казахстан занимает 7-е место в рейтинге S&P Global среди 8 сопоставимых стран, входящих в так называемую группу «нефтегосударств» (см. Рисунок 1.20. «Рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для Казахстана и группы сопоставимых с ним стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. (на базе негеологических факторов)»). Согласно определению S&P Global, «нефтегосударства» [petrostates] – это страны, где добыча нефти и газа является одним из главных источников экономической активности, бюджетных доходов и экспорта; принципиально важным аспектом является то, что экспорт нефти и газа такими странами за последние пять лет составляет более 20% от совокупного объема экспорта.[26]

Казахстан продолжает проигрывать во многом из-за низкого балла по показателю финансово-налоговой среды, который является одной из составляющих общего рейтинга, что связано с относительно неблагоприятными результатами в таких аспектах как индекс доходности, поступления в пользу государства / доля государства, а также денежный поток инвестора (дополнительная информация о рейтинге финансово-налоговой среды и других аспектах методики S&P Global представлена в текстовой вставке «Методика составления рейтингов привлекательности в сфере разведки и добычи S&P Global»). В частности, в третьем квартале 2023 года Казахстан занял лишь 95-е место по показателю финансово-налоговой среды среди тех же 112 нефтедобывающих стран, которые были выбраны для составления общего рейтинга привлекательности в сфере разведки и добычи. Как более подробно обсуждается в Главе 5, потенциальные изменения в политике, которые могли бы значительно повысить рейтинг привлекательности Казахстана в вышеуказанной сфере, включают дополнительные фискальные стимулы для трудноизвлекаемой нефти, более гибкие условия в отношении требований к местному содержанию, а также дальнейшие реформы ценообразования с тем, чтобы поставки сырой нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок стали такими же рентабельными, как и экспорт.

25 Следует отметить, что методика PEPS, используемая для составления рейтингов привлекательности в сфере разведки и добычи, периодически дорабатывается (совершенствуется), и данное обстоятельство усложняет анализ динамики рейтинга той или иной страны на протяжении длительного периода времени (в частности, меняется количество рассматриваемых показателей и состав группы сопоставимых стран). Тем не менее – с учетом данной оговорки – представляется целесообразным (в плане информативности) проследить прогресс Казахстана в период с 2014 г. по 2023 г., когда ключевые показатели для анализа оставались относительно единообразными по сравнению с более ранними периодами.

26 Более подробный сравнительный анализ динамики для этой и других групп сопоставимых стран представлен в материале S&P Global Commodity Insights, Strategic Report, *Oil & Gas Risk Quarterly: In the Balance—Pressures on E&P Terms*, May 2023 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор, *«Ежеквартальный обзор рисков нефтегазовой отрасли: в подвешенном состоянии – факторы, оказывающие давление на условия разведки и добычи»,* май 2023].

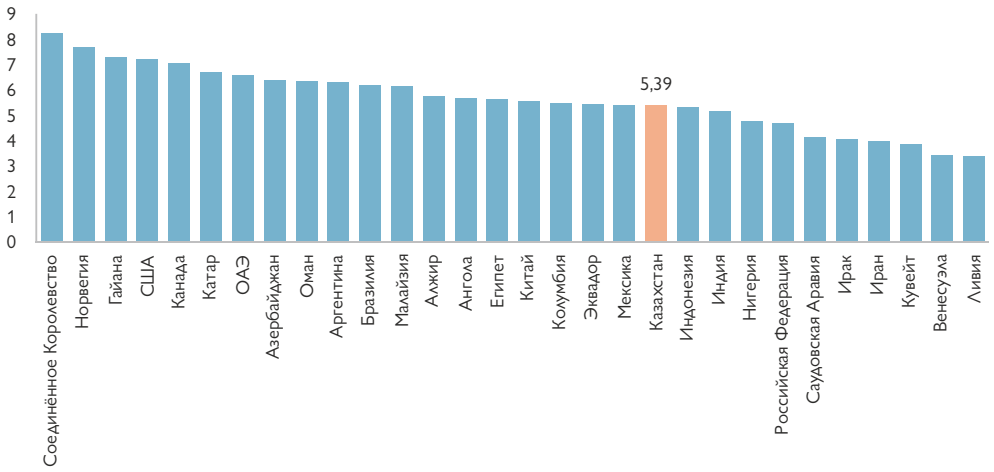
Таблица 1.4 Изменение рейтинга и уровня привлекательности Казахстана в сфере разведки и добычи за 2014-23 гг.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Совокупный рейтинг привлекательности	4,91	4,86	4,83	5,08	4,91	4,79	4,51	4,77	5,36	5,39
Уровень (место) среди всех нефтедобывающих стран, выбранных для сравнения	89	89	91	84	80	80	88	82	79	78

Примечания: Рейтинги и уровни (места) за 3-й квартал каждого года. Совокупный рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (на базе факторов негеологического характера) выводится из входящих в него ключевых составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе, а именно: юридические и договорные условия (30%), финансово-налоговая среда (30%), риски нефтегазовой отрасли (40%).

Источник: S&P Global (PEPS). © 2023 S&P Global.

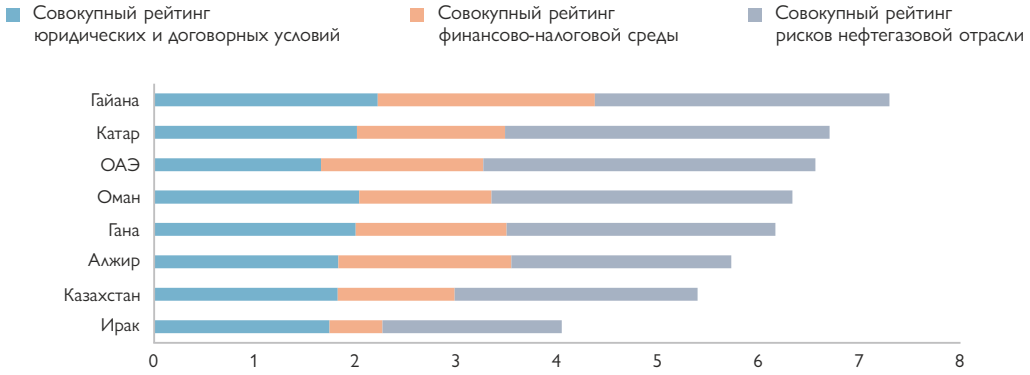
Рисунок 1.19 Составленный S&P Global рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для ряда нефтедобывающих стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. на базе негеологических факторов



Примечания: Рейтинг 30 крупнейших производителей сырой нефти в 2022 г. по состоянию на 3-й квартал 2023 г. Совокупный рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (на базе факторов негеологического характера) выводится из входящих в него ключевых составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе, а именно: юридические и договорные условия (30%), финансово-налоговая среда (30%), риски нефтегазовой отрасли (40%).

Источник: S&P Global (PEPS). © 2023 S&P Global.

Рисунок 1.20 Рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для Казахстана и группы сопоставимых с ним стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. (на базе негеологических факторов)



Примечания: Совокупный рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (на базе факторов негеологического характера) выводится из входящих в него ключевых составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе, а именно: юридические и договорные условия (30%), финансово-налоговая среда (30%), риски нефтегазовой отрасли (40%).

Источник: S&P Global (PEPS). © 2023 S&P Global.

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ РЕЙТИНГОВ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ В СФЕРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ S&P GLOBAL

Рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (E&P Attractiveness Ratings; EPAR) оценивает общую инвестиционную привлекательность добывающей отрасли той или иной страны. При его составлении берутся в расчет более 60 переменных, относящихся к трем категориям факторов негеологического характера, которые влияют на выгодность инвестиций в разведку и добычу.

1. В категорию привлекательности юридических и договорных условий в рамках EPAR входят следующие шесть аспектов:

- Нормативно-правовая и институциональная среда
- Условия доступа [в сферу разведки и добычи] / приобретения прав на разведку и добычу
- Условия заключения договоров и выдачи лицензий
- Коммерческие требования и требования к ведению деятельности
- Варианты контрактов и условия их прекращения [выхода из проекта]
- Основные экологические требования

2. В категорию привлекательности финансово-налоговой среды в рамках EPAR входят следующие восемь аспектов:

- Не дисконтированный объем поступлений в пользу государства[27]
- Не дисконтированный объем доли государства[28]
- Денежный поток инвестора (долл./барр.)
- Денежный поток инвестора (млн долл.)
- Внутренняя норма доходности для инвестора (IRR, %)
- Чистая приведенная стоимость (NPV) для инвестора из расчета [при ставке] 12,5% (долл./барр.)
- NPV для инвестора из расчета [при ставке] 12,5% (млн долл.)
- Индекс доходности для инвестора (отношение объема доходов к объему инвестиций; Profit/Investment Ratio)

3. В категорию рисков нефтегазовой отрасли в рамках EPAR входят следующие аспекты:

- Политика, включая такие составляющие как «Дееспособность государства», «Политическая легитимность», «Угроза чрезвычайных ситуаций политического характера», «Геополитический риск»
- Экономика, включая такие составляющие как «Риск неплатежа», «Первичное сальдо бюджета», «Рост реального ВВП на душу населения», «Уровень развития»
- Доступ в углеводородный сектор, включая такие составляющие как «Международная открытость», «Государственные сборы», «Оперативность заключения контрактов», «Роль государства/ННК»
- Операции в углеводородном секторе, включая такие составляющие как «Нерушимость договоров», «Нормативно-правовое бремя», «Гражданские риски», «Коррупция», «Верховенство закона»
- Потрясения в углеводородном секторе, включая такие составляющие как «Доступ на рынок», «Угроза чрезвычайных ситуаций для предприятий и персонала», «Неустойчивость политики / состава руководства», «Трудовые конфликты / кадровые проблемы».

Каждой переменной присваивается балл от 1 до 10 (где 1 означает самый низкий уровень привлекательности, а 10 – самый высокий уровень привлекательности с точки зрения инвестора). Затем определяются взвешенные показатели баллов для каждой переменной, чтобы рассчитать совокупную оценку привлекательности каждой страны в сфере разведки и добычи. Тогда как некоторые из учитываемых в модели аспектов поддаются количественному измерению, многие из присваиваемых странам баллов, связанных с рисками, основаны на качественной оценке.[29]

27 Поступления в пользу государства – это процент от валовой операционной прибыли в рамках проекта, который причитается государству в форме роялти, доля от раздела продукции (в соответствующих случаях) и налоги, уплачиваемые инвестором (инвесторами), а также операционная прибыль, относящаяся к прямому участию государства в проекте (например, в форме ННК).

28 Доля государства – это процент от валовой операционной прибыли в рамках проекта, который причитается государству в форме роялти, доля от раздела продукции (в соответствующих случаях) и налоги, уплачиваемые инвестором (инвесторами). Доля государства аналогична поступлениям в пользу государства, но не включает денежные потоки от прямого финансового участия в проекте государства или ННК.

29 Более подробная информация представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Methodology, *EPTAGR E&P Attractiveness Ratings Methodology,* January 2023 [S&P Global Commodity Insights, Методология, *«Методика составления рейтингов привлекательности в сфере разведки и добычи EPTAGR»,* август 2023 г.].

1.5 Общие выводы

Ниже приводятся ключевые выводы S&P Global на основании изложенного выше анализа с указанием потенциальных перспектив для Казахстана:

► ***Мировые цены на нефть: ожидаемый в настоящее время более высокий (по сравнению с нашим предыдущим прогнозом) средний уровень мировых цен на нефть в долгосрочной перспективе акцентирует высокую значимость поставок нефти из Казахстана и других стран для удовлетворения глобального спроса на протяжении всего прогнозного периода, хотя основными выгодоприобретателями, вероятно, окажутся производители с более низкой стоимостью нефти.*** Нефтедобывающие компании в Казахстане (равно как и во всем мире) находятся под влиянием в целом одинакового комплекса ключевых факторов, которые послужили причиной для пересмотра ценового прогноза, предусмотренного нашим долгосрочным базовым сценарием, в сторону повышения по сравнению с 2021 годом. Причем влияние некоторых из этих факторов может оказаться для Казахстана гораздо более ощутимым, чем для большинства других нефтедобывающих стран. В частности, возможна чрезвычайно высокая уязвимость к новому инфляционному давлению, обусловленному проблемами с цепочками поставок, поскольку отсутствие у Казахстана выхода к морю, а также его удаленность от крупных центров международной нефтепромысловой инфраструктуры и сервисных услуг, создают дополнительные логистические сложности. Предполагаемый нашим текущим базовым сценарием более высокий уровень цен в целом означает увеличение срока эксплуатации действующих казахстанских месторождений, однако большинство перспективных новых проектов добычи в стране вполне могут оказаться убыточными, и в более долгосрочной перспективе Казахстан, вероятно, уступит долю экспортного рынка менее затратным производителям, которые в основном сконцентрированы на Ближнем Востоке.

► ***Структура мирового рынка нефти: резкое размежевание мирового рынка из-за западных санкций может открыть для Казахстана (и других добывающих стран) новые ниши на бывших российских экспортных рынках в Европе, однако этот позитивный потенциал во многом нивелируется усилением конкуренции со стороны России на более динамичных рынках в регионе к востоку от Суэцкого канала и новыми негативными рисками для третьих сторон на фоне санкций.*** Хотя западные санкции серьезно ограничили возможности экспорта российской нефти, они не являются безоговорочным благом для конкурентов России. Спрос на нефть в Европе вышел на траекторию долгосрочного спада задолго до 2022 года и стремительной эскалации вооруженного конфликта в Украине, а рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, куда Россия перенаправила львиную долю своих экспортных объемов после введения санкций, являются одними из главных центров роста мирового спроса на нефть (хотя в более долгосрочной перспективе, когда влияние санкций начнет отражаться на объемах добычи, России будет трудно поддерживать экспорт на эти рынки на текущем уровне). Пока Казахстану успешно удавалось нейтрализовать многие (если не все) негативные последствия конфликта в Украине для своего нефтяного экспорта – в частности, путем переименования нефти на KEBCO. Тем не менее, западные санкции продолжат создавать риски для игроков казахстанской нефтяной отрасли на протяжении большей части (а, возможно, и всего) прогнозного периода в самых разных сегментах цепочки создания стоимости, ограничивая возможности партнерства с российскими компаниями и повышая риски, связанные с экспортным транзитом через территорию России.

► ***Конъюнктура предложения: альянс ОПЕК+ продолжает играть одну из ключевых ролей в балансировании рынка, однако альтернативные издержки Казахстана, связанные с увеличением объемов сокращения добычи, могут вырасти – как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективах.*** Став одной из тех стран-участниц ОПЕК+, которые в первой половине 2023 года взяли на себя обязательства по дополнительному сокращению добычи на период до конца 2024 года, Казахстан приобрел более значимую роль в Венском альянсе. Однако его способность реализовывать эти обязательства (учитывая старт проекта расширения на месторождении Тенгиз ожидается к концу 2024 г.), вероятно, в еще большей мере осложнится. Руководство страны может столкнуться со сложным выбором между невыходом на плановый объем сокращения добычи и отказом от реализации возможностей для наращивания внутреннего потенциала. С началом ожидаемого после 2020-х гг. спада добычи нефти в стране (согласно нашему базовому сценарию) Казахстану, возможно, станет проще соблюдать заявленные обязательства по сокращению добычи, однако все же не исключено, что гораздо большую пользу государственным интересам способна принести максимизация объемов добычи и экспорта в целях наращивания монетизации оставшихся углеводородных ресурсов в той мере, в которой это возможно.

► ***Инвестиционная привлекательность: Казахстану необходимы более глубокие политические реформы, чтобы успешнее конкурировать за привлечение средств для финансирования разведки и добычи в условиях ограниченности глобального капитала в будущем.*** Регулярно составляемые S&P Global сравнительные анализы глобальных затрат на разведку и добычу, а также рейтинги стран с точки зрения привлекательности их добывающей отрасли, позволяют выявить препятствия, мешающие Казахстану в привлечении новых источников иностранных инвестиций. Некоторые факторы, из-за которых страна систематически занимает верхние позиции глобальной кривой затрат на новые проекты, относительно сложно устранить, поскольку они во многом обусловлены геологическими и географическими реалиями. Однако у руководства страны имеется немало возможностей для оптимизации финансово-налоговой и иной политики, чтобы устранить препятствия негеологического характера, стоящие на пути развития разведки и добычи, тем самым заметно повысив привлекательность страны для потенциальных инвесторов.



ГЛАВА 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КАЗАХСТАНА

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КАЗАХСТАНА

Возобновление внимания на энергетическую безопасность в глобальном и региональном контексте, вызванное дестабилизацией международного порядка, глобальных цепочек поставок и мировых энергосистем на фоне вооруженного конфликта, экономических санкций и переориентации глобальных торговых связей

2.1 Ключевые моменты

► Текущий энергетический переход (т.е. переход от ископаемых видов топлива – таких как углеводороды – к более экологически чистым возобновляемым источникам энергии) будет представлять собой чрезвычайно сложный процесс, требующий кардинальных изменений в использовании энергоресурсов, технологиях и политике, который займет несколько десятилетий. При этом факторы неопределенности, присущие энергетическому переходу в целом, в настоящее время усугубляются дополнительными осложнениями на фоне геополитической турбулентности, которые привели к нарушению и последующей переориентации мировых потоков энергоресурсов вследствие эскалации вооруженного конфликта между Россией и Украиной в феврале 2022 года. В связи с обеспокоенностью по поводу наличия надежных источников энергоресурсов в достаточных объемах и по доступным ценам задача обеспечения энергетической безопасности сейчас выходит на первый план национальных энергетических стратегий большинства стран мира, включая Казахстан.

► Одна из самых распространенных стратегий энергетической безопасности, к которой прибегают страны, нуждающиеся в импорте основных видов энергоресурсов (таких как нефть или природный газ), заключается в расширении круга их поставщиков или, как минимум, в недопущении сильной зависимости от одного источника. К удачным примерам подобной диверсификации относятся стратегии Китая в отношении нефти и природного газа, Европейского союза (ЕС) в отношении нефти и газа, а также США в отношении минерального сырья для экологически чистой энергетики. В свою очередь, важной составляющей энергетической безопасности для экспортеров энергоресурсов – в настоящее время прежде всего для евразийских стран, таких как Казахстан, Россия и Туркменистан – является диверсификация рынков и маршрутов экспортных поставок.

► Еще одним важным аспектом энергетической безопасности является устойчивость – способность эффективно и относительно оперативно восстанавливаться от последствий экстренных ситуаций и дестабилизирующих факторов. Принципиально важное значение с точки зрения того, как энергосистемы реагируют на непредвиденные геополитические события, стихийные бедствия и экономические потрясения, имеют три компонента устойчивости: хранение углеводородного топлива, надежность электросети и политическая устойчивость (предполагающая поддержку со стороны населения за счет обеспечения прозрачности и справедливого доступа к энергоресурсам). Системы хранения углеводородного топлива позволяют гибко реагировать на непредвиденные обстоятельства, обеспечивая защиту от перебоев с поставками для потребителей, а также от колебаний спроса или трудностей с транспортировкой для производителей. Не менее актуальным в настоящее время является повышение надежности электроэнергетической сети (которая имеет неизменно высокую значимость для потребителей) – как в связи с расширением электрификации, так и в связи с наращиванием доли непостоянных источников энергии (ВИЭ) в общем объеме генерации с тем, чтобы содействовать декарбонизации. Одним из наглядных примеров взаимосвязи между надежностью электроснабжения и углеводородной отраслью в Казахстане являются последствия кратковременного отключения электроэнергии на западе страны в начале июля 2023 года, которое нарушило деятельность по добыче нефти и газа, привело к кратковременной остановке НПЗ и вызвало сбои в экспортных поставках сырой нефти по трубопроводам.

► В текущих условиях дестабилизации и переориентации глобальных цепочек поставок ведутся активные дебаты по поводу того, приведет ли новая ситуация «энергетической нестабильности» к замедлению или, наоборот, к ускорению темпов энергетического перехода. В настоящее время многие признаки указывают на то, что обеспокоенность проблемами энергетической безопасности *ускоряет* такой переход. Произошедшие в 2022-23 гг. нарушения в цепочках поставок энергоресурсов привели к росту цен на ископаемое топливо, что способствовало повышению стоимостной конкурентоспособности ВИЭ, тем самым ускорив как приток частных инвестиций, так и принятие законодательных актов общегосударственного масштаба в данной сфере – например, Закона о снижении инфляции (Inflation Reduction Act; IRA) в США в 2022 году. Глобальные капиталовложения в проекты ветряной и солнечной энергетики выросли с 357 млрд долл. в 2021 году до 490 млрд долл. в 2022 году, впервые превысив объем инвестиций в разработку нефтегазовых месторождений. Тем не менее, вышеуказанные факторы не являются исключительно однонаправленными: в некоторых странах обеспокоенность проблемами энергетической безопасности очевидным образом тормозит переходный процесс. Одним из первоочередных примеров в данном случае является негативная реакция развивающихся стран (особенно в Африке) на нежелание институтов развитых стран поддерживать расширение использования природного газа, объем выбросов от которого намного меньше по сравнению с традиционными видами топлива, от использования которых в настоящее время постепенно отходят.

► Парижское соглашение по климату также заложило основу для выработки *экстерриториальных* схем или механизмов сокращения выбросов. Например, 16 мая 2023 г. в ЕС вступил в силу механизм трансграничного углеродного регулирования (МТУР или CBAM). В соответствии с ним, начиная с 2026 года, будет взиматься пошлина на импорт в ЕС

отдельных видов продукции, соразмерная степени, в которой выбросы парниковых газов от их производства превышают установленную норму (объем выбросов 10% компаний ЕС, ведущих деятельность в той же отрасли, с наибольшим уровнем выбросов на единицу продукции согласно отчетным данным). Отраслевой охват CBAM в настоящее время расширен: теперь он включает не только электроэнергию, цемент, удобрения, алюминий, железо и сталь, но также водород, аммиак и продукты обработки железа и стали. Однако последствия внедрения данного механизма для Казахстана представляются вполне приемлемыми: в 2022 году во все страны (не только в ЕС) было экспортировано товаров, подпадающих под действие CBAM, на сумму 2,5 млрд долл., что составляет лишь около 3% от совокупной стоимости казахстанского экспорта в целом – более того, основная часть этих товаров фактически экспортировалась в соседние страны, а в ЕС шла лишь небольшая их доля.

► Один из наиболее важных вопросов с точки зрения национальной безопасности касается общей стоимости энергетического перехода и его потенциального воздействия на экономические показатели, заработную плату и уязвимые (социально незащищенные) слои населения. Обеспокоенность, связанная с совокупными затратами на переход, является действительно актуальной проблемой и, возможно, самым серьезным препятствием на пути к достижению политического консенсуса по реализации стратегии нулевого баланса выбросов углерода. Выполненная S&P Global оценка затрат на энергетический переход для отдельно взятой развитой страны (выход на нулевой баланс выбросов парниковых газов к 2050 году в США в одном конкретном сценарии) позволяет сделать несколько значимых выводов, потенциально применимых к более широкому кругу случаев:

- ***Наиболее высокие затраты, безусловно, ложатся на потребителей энергоресурсов в виде роста прямых расходов на электроэнергию и более дорогостоящего низкоуглеродного топлива.*** А именно, расходы потребителей на энергоресурсы вырастут (в реальном выражении) с уровня около 1,3 трлн долл. в год в 2020-х гг. до 1,4-1,5 трлн долл. в 2040-х гг. или на 8-15%. Для США такое увеличение потребительских затрат видится приемлемым, учитывая относительный уровень доходов и структуру расходов.
- ***При этом связанные с переходом социальные (общественные) издержки в более широком плане в целом компенсируются.*** Если говорить о прямых социальных издержках, то возрастут дополнительные потребительские расходы на товары длительного пользования (автомобили, бытовую технику и т.п.), достигнув пика на отметке 174 млрд долл. в 2036 году – в основном за счет чистой стоимости приобретения электромобилей. Другие прямые социальные издержки (такие как расходы налогоплательщиков, связанные с государственными льготами и компенсациями) увеличатся до 179 млрд долл. в 2050 г., достигнув пика на отметке 233 млрд долл. в 2040 г. Также значительно вырастут инвестиционные затраты предприятий и промышленности. Однако увеличение этих прямых социальных издержек будет компенсироваться снижением косвенных издержек (связанных с экологическими факторами, включая здоровье населения), которые сократятся с 308 млрд долл. в 2023 году до нуля в 2050 году. Таким образом, с учетом косвенных эффектов, имеющих отношение к выбросам углерода, годовой объем чистых издержек для общества в целом фактически снизится на 3% в 2050 году по сравнению с 2026 годом.
- ***В свою очередь, выход на нулевой баланс выбросов в электроэнергетике требует существенных дополнительных инвестиций.*** По имеющимся предположениям, капиталовложения в электроэнергетическую инфраструктуру в США в период с 2023 г. по 2050 г. при этом составят 7,1 трлн долл., что на 85% выше показателя, ожидаемого в случае сохранения текущего (стандартного) подхода к ведению деятельности (3,7 трлн долл.). В годовом исчислении дополнительные инвестиции в электроэнергетику, необходимые для достижения нулевого баланса выбросов к 2050 году, составляют примерно 90 млрд долл.

► ***Аналогичным образом, выход на нулевой баланс выбросов парниковых газов к 2060 году в Казахстане представляется технически реализуемым и экономически целесообразным.*** Однако для осуществления этой цели потребуются глубокие структурные преобразования в масштабе всей экономики – от электроэнергетики и промышленности до строительства, транспортной сферы, сельского хозяйства и землепользования, включая основательную и фундаментальную трансформацию энергетической отрасли. Достижение углеродной нейтральности требует значительного объема капиталовложений на протяжении всего периода до 2060 года, который, по имеющимся оценкам, составляет 666,5 млрд долл., что примерно в три раза больше суммарного ВВП Казахстана за 2022 год (223,5 млрд долл.). Тем не менее, в годовом исчислении за 40-летний период (2021-60 гг.) указанный объем по большей части не превышает исторические показатели отношения инвестиций к ВВП. Однако инвестирование при этом происходит в абсолютно разных сферах и, соответственно, окупается за счет разных групп потребителей.

► ***Энергетические компании внесли коррективы в стратегии реализации перехода на фоне обеспокоенности проблемами энергетической безопасности, но без полного их пересмотра.*** Реакция бизнеса на энергетический переход была многоплановой и включала ряд промежуточных корректировок. Многие производители углеводородов ожидали выйти на максимальный уровень добычи нефти и газа раньше и на более низких отметках, чем прогнозировалось до пандемии, и прибегали к диверсификации портфелей, слияниям и поглощениям (M&A), продаже активов и созданию новых предприятий в сфере экологически чистой энергетики для решения задач, связанных с энергетическим переходом. Однако обеспокоенность по поводу энергетической безопасности вследствие роста цен и нарушения цепочек поставок на фоне российско-украинского конфликта заставила многих руководителей в отрасли пересмотреть свои бизнес-планы и подходы к реализации перехода в целом. В текущих условиях высокого спроса некоторые компании, выступающие в роли «первопроходцев» энергетического перехода, перенесли планы сокращения добычи нефти и газа на более поздний срок. Как европейские, так и североамериканские крупные компании сконцентрировали свою деятельность на территориях, находящихся ближе к их географическому местоположению, с более ясными для них геологическими и политическими условиями, одновременно придерживаясь более строгой дисциплины управления

капиталом. Национальные (государственные) нефтяные компании, хотя и представляют собой разнородную группу, в целом продолжают фокусироваться на максимально эффективной монетизации своих углеводородных ресурсов в условиях растущей конкуренции в инвестиционной среде.

► ***В переходный период важную роль «страховки» в плане обеспечения энергетической безопасности для Казахстана может сыграть уголь.*** Казахстан располагает богатыми и легкодоступными запасами угля с низкой стоимостью добычи, разработка которых (а также доставка полученного угля потребителям) не требует применения новых или зарубежных технологий. Хотя серьезным недостатком данного энергоресурса является его высокая углеродоемкость, в процессе перехода Казахстана на более экологически чистые виды топлива – использование которых означает необходимость импорта (природный газ), либо обходится дороже, либо требует применения зарубежных технологий и оборудования (солнечная, ветряная, водородная энергетика) – добываемый в стране недорогой уголь (даже при постепенном отходе от его использования) может послужить значимым фактором поддержания стабильности или своего рода опорой, содействуя смягчению неотъемлемых рисков в плане обеспеченности (наличия в достаточном объеме) и ценовой доступности, связанных с использованием вышеуказанных других источников энергии. А там, где применение угля необходимо, при его добыче и сжигании можно использовать соответствующие технологии для снижения вредных выбросов.

► ***В обозримом будущем Казахстан останется крупным нетто-экспортером первичных энергоресурсов.*** Тем не менее, совокупный показатель доли произведенных в стране первичных энергоресурсов, идущей на экспорт, в последние годы снижался (с 51,6% в 2020 году до 48,2% в 2022 году), и, согласно нашим прогнозам, данная тенденция сохранится. При этом предполагается, что, хотя экспорт энергоресурсов продолжит играть важную роль в экономике Казахстана, постепенное сокращение их производства наряду с ростом внутреннего потребления приведут к значительному сокращению показателей чистого экспорта первичных энергоресурсов на протяжении последующих 25 лет – к 2050 году он снизится практически наполовину (до 52,5 млн т н.э.).

2.2 Введение

Как отмечалось в Главе 1, мировой спрос на энергоресурсы, оправляясь от последствий пандемии COVID-19, снова находится на восходящей траектории. Удовлетворение этого растущего спроса при одновременном переходе с ископаемых видов топлива на более низкоуглеродные энергоресурсы является крайне непростой задачей. Все признаки указывают на то, что данный процесс займет несколько десятилетий и потребует кардинальных перемен в использовании энергоресурсов, технологиях и политике.

Факторы неопределенности, связанные с энергетическим переходом, в настоящее время усугубляются дополнительными осложнениями на фоне геополитической турбулентности, которые привели к нарушению и последующей переориентации мировых потоков энергоресурсов вследствие эскалации вооруженного конфликта между Россией и Украиной, начиная с февраля 2022 года. В связи с обеспокоенностью по поводу наличия надежных источников энергоресурсов в достаточных объемах и по доступным ценам задача обеспечения энергетической безопасности сейчас выходит на первый план национальных энергетических стратегий большинства стран мира, включая Казахстан. Однако энергетическая безопасность – это весьма расплывчатое и многоплановое понятие (с разным смыслом для производителей и для импортеров энергоресурсов), которое имеет сложные взаимосвязи с энергетическим переходом и несет для него неоднозначные перспективы. Перед тем, как приступить к анализу текущего влияния политики в области энергетической безопасности на глобальный энергетический переход, мы рассмотрим три главных аспекта энергетической безопасности – диверсификацию, устойчивость и прозрачность.[1]

2.3 Три главных аспекта энергетической безопасности

2.3.1 Стратегии диверсификации

2.3.1.1 Диверсификация источников поставок для импортеров энергоресурсов

Одна из самых распространенных стратегий энергетической безопасности, к которой прибегают страны, нуждающиеся в импорте основных видов энергоресурсов (таких как нефть или природный газ), заключается в расширении круга их поставщиков или, как минимум, в недопущении сильной зависимости от одного источника.

Китай (природный газ)

К удачным примерам подобной диверсификации относится стратегия Китая в отношении природного газа. Хотя совокупные темпы годового роста (CAGR) добычи природного газа на территории страны в период с 2011 г. по 2021 г. составляли 7%, спрос на газ в тот же период рос еще быстрее – темпами 11% в год. В 2021 году 45% совокупного спроса на природный газ в Китае (который составил около 366 млрд м^3) было покрыто за счет импорта, а в 2011 году (для сравнения) – 21%.[2] Источники такого импорта широко диверсифицированы – как по способам транспортировки (по газопроводам или

1 Информация, взятая за основу при подготовке данной главы, была получена из целого ряда источников – как принадлежащих S&P Global, так и сторонних – наиболее значимыми из которых являются следующие: Daniel Yergin, *The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations. New York: Penguin Press, 2020* [Дэниел Ергин, *«Новая карта мира. Энергетические ресурсы, меняющийся климат и столкновение наций».* New York: Penguin Press, 2020 г.]; Daniel Yergin, *Bumps in the Energy Transition*, S&P Global, Energy Executive Commentary, 14 December 2022 [Дэниел Ергин, *«Ухабы энергетического перехода»,* S&P Global, Обзорный комментарий по энергетике, 14 декабря 2022 г.]; а также Jason Bordoff and Meghan O'Sullivan, "The Age of Energy Insecurity: How the Fight for Resources is Upending Global Geopolitics," *Foreign Affairs,* May/June 2023 [Джейсон Бордофф и Меган О'Салливан, «Эпоха энергетической нестабильности: как борьба за ресурсы в корне меняет глобальную геополитику», *Foreign Affairs,* май/июнь 2023 г.] (онлайн-публикация от 10 апреля 2023 г.).

2 Для целей сравнения здесь используется 2021 год, поскольку он более близок к «стандартному» году с точки зрения спроса на газ в Китае, чем 2022 год, когда меры, связанные с COVID, снизили спрос на газ в Китае на 1%, а импорт СПГ упал на 21% из-за чрезвычайно высоких спотовых цен, обусловленных ростом спроса на СПГ в Европе после начала российско-украинского конфликта.

танкерами в виде СПГ), так и по странам-поставщикам.

Хотя способы транспортировки существенно различаются в зависимости от сезона, доля СПГ, как правило, варьируется от чуть более половины до (в определенные периоды) двух третей от совокупного объема импорта. СПГ импортируется из широкого круга стран, включая Австралию, Тринидад и Тобаго, Нигерию, Индонезию, Оман, Катар, Египет, Экваториальную Гвинею, Перу, США, Бруней и Папуа-Новую Гвинею. При этом закупки СПГ осуществляются в рамках самых разнообразных видов договорных схем в плане ценообразования и гибкости условий.

По трубопроводу газ в Китай импортируется из пяти соседних стран: Туркменистана, Узбекистана и Казахстана (из которых все объемы поставляются по трем ниткам системы газопроводов Центральная Азия – Китай [ЦАК]), а также из России и Мьянмы. Хотя в 2021 году на долю импорта по системе ЦАК приходилось 75% от совокупного объема импортных поставок трубопроводного газа (из которых 56% обеспечил Туркменистан), доля импорта из России (18%) должна резко возрасти к 2025 году, когда предусмотренные договором поставки по газопроводу «Сила Сибири–1» в полном объеме (38 млрд м^3 в год) окажутся примерно наравне с предполагаемым объемом поставок из Туркменистана (33,1 млрд м^3 в 2021 г.).[3]

Европейский союз (ЕС) (нефть и газ)

В отличие от Китая, где диверсификация поставок газа является одной из составляющих государственной политики на протяжении нескольких десятилетий, в ЕС пересмотр источников поставок нефти и газа произошел довольно внезапно – после начала российско-украинского конфликта в конце февраля 2022 года. До этого на долю России приходилось около 40% газа и 25% нефти, импортируемых в ЕС. Россия начала сокращать поставки трубопроводного газа еще в конце 2021 года, однако в течение нескольких месяцев после начала вооруженного конфликта и взрыва на газопроводе «Северный поток» в Балтийском море в сентябре 2022 года российский газ полностью прекратил поступать в ЕС, за исключением нескольких стран Южной и Центральной Европы (таких как Венгрия, Греция, Сербия, Словакия, Австрия и Италия), в результате чего объемы поставляемого в ЕС трубопроводного газа в 2022 году сократились примерно на 80%.[4] Как следствие, цены на газ в Европе выросли в двенадцать раз, а спрос на природный газ в ЕС в 2022 году снизился на 55 млрд м^3 (или на 13%), что стало самым резким спадом в истории.[5]

Благодаря такому падению спроса, целенаправленному широкомасштабному наращиванию запасов газа в хранилищах весной и летом 2022 года, а также увеличению мировых объемов поставок СПГ (наряду с оперативным строительством терминалов для приема и регазификации СПГ на европейском континенте) и более мягкой, чем обычно, зиме 2022-23 гг., ЕС удалось относительно успешно справиться с периодом высокого спроса в холодный сезон. Помимо резкого перехода на СПГ (и временного расширения использования угля), ЕС продолжил свой курс на долгосрочное развитие направления ВИЭ: в настоящее время возобновляемая генерация обеспечивает почти половину (47%) производства электроэнергии (хотя для обеспечения необходимого оборудования по-прежнему во многом требуются поставки из-за рубежа).[6]

Еще ранее, в 2021 году, в ЕС шли бурные дебаты относительно того, следует ли включать природный газ и атомную энергию в систему «зеленой таксономии» энергетических проектов, которые европейские финансовые учреждения могли бы отнести к так называемым «экологически устойчивым» или «зеленым» инвестиционным продуктам (в виде вложений в акционерный капитал или долгового финансирования).[7] Сторонники включения газа и атомной энергии в эту систему аргументировали свою позицию тем, что они играют важную роль «моста» при переходе от использования еще более вредных для окружающей среды источников энергии (уголь, мазут) к будущему, где применяются главным образом ВИЭ. В свою очередь, противники финансирования новой газовой инфраструктуры приводили доводы о том, что ее стандартный срок эксплуатации превышает сроки, необходимые для достижения углеродной нейтральности (2050 г.), а значит связанные с ней выбросы парниковых газов (ПГ) продлятся дольше, чем следует, а противники атомной энергетики ссылались на отсутствие на сегодняшний день целесообразного, безопасного и долгосрочного способа захоронения высокоактивных ядерных отходов. Разногласия удалось преодолеть вскоре после начала вооруженного конфликта в Украине – вероятно, на фоне осознания того, что в новых геополитических условиях эти источники будут по-прежнему необходимы для удовлетворения спроса на энергоресурсы в Европе в среднесрочной перспективе. 9 марта 2022 г. Европейская комиссия приняла Дополнительный делегированный законодательный акт о климате [Complementary Climate Delegated Act], который на строгих условиях включил определенные виды деятельности в области атомной и газовой энергетики в перечень видов экономической деятельности, входящих в охват системы «зеленой таксономии» ЕС. Вышеуказанный законодательный акт, вступивший в силу 1 января 2023 г., является своего рода компромиссным решением, позволяя претендовать на финансирование в качестве устойчивых объектов инвестирования следующим новым проектам газовой и атомной энергетики:

- Выработка электроэнергии на газовом топливе, комбинированная выработка электрической и тепловой энергии, а также отопление/охлаждение от энергоэффективных объектов централизованного теплохолодоснабжения, при условии, что:

3 S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated, *China Natural Gas Market Profile,* February 2022, p. 34 [S&P Global Commodity Insights, Комплексный региональный обзор, *«Динамика рынка природного газа в Китае»,* февраль 2022 г., стр. 34].

4 S&P Global Commodity Insights, Europe Gas: *Volatile Market Movements Reflect Short-Term Relief but Long-term Challenges Loom,* Executive Briefing, 10 May 2023 [S&P Global Commodity Insights, *«Газ Европы: динамика волатильности рынка указывает на краткосрочные позитивные сдвиги, но надвигаются долгосрочные проблемы»,* Сводный обзор, 10 мая 2023 г.].

5 https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022.

6 S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated Insight, *Europe's Green Industrial Policy Revival,* 5 June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Комплексный региональный обзор, *«Возрождение зеленой индустриальной политики Европы»,* 5 июня 2023 г.].

7 *Национальный энергетический доклад за 2021 год*, стр. 47-49 [в русскоязычной версии: 47-50].

- Они замещают существующие угольные электростанции, которые нельзя заместить объектами возобновляемой энергетики.
- Они соответствуют определенным целевым показателям в плане сокращения выбросов.
- Они будут полностью переведены на газ из возобновляемых источников или на низкоуглеродный газ (например, на водород или биометан) к 2035 году.

- Исследование, разработка и внедрение передовых технологий производства атомной энергии поколения IV, которые позволяют минимизировать отходы и повысить стандарты безопасности.
- Проекты новых атомных электростанций с существующими технологиями поколения III+ для производства электрической или тепловой энергии (утвержденные до 2045 года).
- Модернизация и модификация существующих атомных электростанций с целью продления срока эксплуатации (утвержденная до 2040 года).[8]

США («оншоринг» и «френдшоринг» цепочек поставок критически важных минералов и оборудования для возобновляемой энергетики)

Еще одна распространенная стратегия, к которой прибегают страны-импортеры – в данном случае США как крупный импортер критически важных видов минерального сырья и оборудования, используемого в производстве энергии на базе возобновляемых источников – заключается в наращивании объемов «собственного производства» в качестве источника поставок, т.е. в максимально возможном переносе цепочки поставок внутрь страны. Закон о снижении инфляции (Inflation Reduction Act; IRA), утвержденный в законодательном порядке в конце 2022 года, поощряет производство критически важных видов минерального сырья в США и других странах за счет предоставления налоговых льгот и гарантий по займам, расчетная сумма которых составляет 386 млрд долл., для внутренних производителей технологий возобновляемой энергетики и других экологически чистых энергетических технологий на десятилетний период.[9] С точки зрения властей США, такие масштабные стимулы необходимы для предотвращения чрезмерной зависимости страны от Китая и других стран, на которые приходится значительная часть мировых мощностей по добыче критически важных минералов (в частности, лития, никеля, кобальта и редких металлов) и по производству оборудования (солнечных панелей, компонентов ветряных турбин), используемого при энергетическом переходе.

Примечательно, что географическая концентрация этих критически важных ресурсов для технологий возобновляемой и чистой энергетики даже более значительная, чем в случае ископаемого топлива. В качестве примера можно привести цепочку поставок аккумуляторов для электромобилей: на долю Австралии – крупнейшего в мире поставщика лития (важного элемента для производства таких аккумуляторов) – приходится 53% мирового объема его предложения. Еще более существенная концентрация наблюдается в сфере обработки и переработки минерального сырья для аккумуляторов электромобилей: в настоящее время около 60% переработки лития и никеля и более 70% переработки кобальта приходится на Китай. В то же время китайские компании производят более трех четвертей аккумуляторов для электромобилей, а также аналогичную долю пластин и элементов, используемых в технологиях солнечной энергетики.[10] Настолько серьезная концентрация производственных мощностей – при том, что она способствует технологическому прогрессу и экономии за счет масштаба – способна также оказаться фактором уязвимости в случае банкротства компаний или других сбоев в работе (таких как закрытие портов в 2021-22 гг. из-за COVID-19), не говоря уже о возможности введения поставщиками эмбарго на экспорт в страны, которые не считаются дружественными (например, двухмесячная приостановка Китаем экспорта редкоземельных минералов в Японию в 2010 году).

Когда «оншоринг» (предполагающий использование компаний в пределах своей страны) невозможен, в качестве варианта имеется стратегия «френдшоринга» – интеграции рынков (материалов для экологически чистой энергетики) или ресурсов с дружественными странами или странами-единомышленниками. В основе такой стратегии лежит идея о том, что взаимосвязанная глобальная энергосистема способна стать надежной опорой для энергетической безопасности, поскольку интегрированные рынки позволяют эффективно распределять поставки, помогая справляться с эпизодическими сбоями, вызванными экстремальными погодными явлениями или политической нестабильностью, в той или иной стране. Одним из наиболее успешных примеров международного сотрудничества в целях обеспечения доступа к энергоресурсам, располагаемый объем которых является относительно ограниченным, служит Банк низкообогащенного урана Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), работа которого началась в конце 2019 года в Казахстане на базе Ульбинского металлургического завода. В международной ситуации, когда мощности по обогащению урана приходится ограничивать в целях предотвращения распространения ядерного оружия, государства-члены МАГАТЭ, экстренно нуждающиеся в поставках низкообогащенного урана в качестве топлива для ядерных реакторов, могут в этих целях воспользоваться Банком. Банк позволяет хранить до 90 тонн низкообогащенного гексафторида урана (UF_6).[11]

Эти новые виды сотрудничества все еще находятся на стадии развития и могут принимать разнообразные формы. Например, Государственный департамент США продвигает идею создания «партнерства по безопасности в сфере минеральных ресурсов» совместно с правительствами 13 других стран для содействия инвестированию в цепочки

8 См. https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en, а также S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated Insight, *Taxonomy—What's green in Europe's power market*, March 2022 [S&P Global Commodity Insights, Комплексный региональный обзор, *«Таксономия – что означает 'зеленое' на энергорынке Европы»*, март 2022 г.].

9 Производители в других странах, которые квалифицируются как заключившие с США «соглашения о свободной торговле», также имеют право на субсидии в рамках IRA.

10 Bordoff and O'Sullivan, "The Age of Energy Insecurity" [Бордофф и О'Салливан, «Эпоха энергетической нестабильности»].

11 *Национальный энергетический доклад за 2021 год*,стр. 218 [в русскоязычной версии: 224].

поставок критически важных минералов.[12] Среди тем, обсуждаемых на встрече «Большой семерки» крупных промышленно развитых демократических стран в Хиросиме (Япония) в мае 2023 года, были обмен информацией о критически важных минералах, а также координация стандартов и стратегий в сфере инвестиций в чистую энергетику. Помимо многостороннего формата, правительство США заключает двусторонние договоренности с отдельно взятыми странами: в качестве примера можно привести подписанные в декабре 2022 года соглашения с Замбией (которая занимает 6-е место в мире по производству меди) и Демократической Республикой Конго (на долю которой приходится 70% мирового производства кобальта) об увеличении импорта в США указанных видов минерального сырья для электрических аккумуляторов.[13] В свою очередь, Экспортно-импортный банк США уполномочен финансировать зарубежные операции по добыче полезных ископаемых в «дружественных» странах, таких как Индонезия. И, наконец, «френдшоринг» также в определенной мере развивается благодаря инициативам частного сектора. Например, австралийские компании Pilbara Minerals и Calix работают над пилотным проектом, в ходе которого будет изучена целесообразность переработки части лития, добываемого в регионе Пилбара, в Австралии вместо его отправки для этих целей в Китай. Окончательное инвестиционное решение ожидается к концу 2023 года. Поскольку у Австралии заключено соглашение о свободной торговле с США, проект (в случае одобрения) может претендовать на финансирование в рамках IRA, и к 2027 году на него может приходиться до 20% мировых мощностей по переработке лития.[14]

2.3.1.2 Диверсификация рынков и маршрутов транспортировки для стран-экспортеров энергоресурсов

Как показали недавние события, проблемы энергетической безопасности не менее актуальны и для крупных экспортеров энергоресурсов – особенно для стран евразийского региона. Путем к укреплению безопасности для них является возможность доступа к широкому кругу рынков по разнообразным надежным транспортным маршрутам. Ожидается, что для Казахстана и России создание общих рынков нефти/нефтепродуктов и природного газа в рамках Евразийского экономического союза будет способствовать надежности и стабильности их экспорта энергоресурсов за счет гармонизации стандартов и таможенных процедур в пяти государствах-членах (см. Главу 3).

Казахстан (нефть)

Введение Европейским союзом и другими странами дополнительных санкций в сфере энергетики в отношении России после начала вооруженного конфликта в Украине в феврале 2022 года привело к резкой переориентации российских поставок нефти на восточное направление – с отходом от Европы в сторону Азии. Это серьезно отразилось на видении важности и надежности экспорта сырой нефти из Казахстана, который идет преимущественно в Европу и в основном транзитом через Россию. Среднемесячная доля экспорта казахстанской сырой нефти на европейские рынки снизилась на 10% – с 73% от совокупного объема в период, непосредственно предшествующий вооруженному конфликту (с апреля 2018 г. по февраль 2022 г.), до 63% в период, последовавший сразу за его началом (с марта 2022 г. по февраль 2023 г.).[15] Наглядной иллюстрацией важности транзита по российской территории для экспорта сырой нефти из Казахстана являются данные Министерства энергетики РК, согласно которым в 2022 году через Россию было поставлено 64,3 млн т сырой нефти – примерно 94% всего экспорта; львиная доля этих транзитных объемов экспортируется по маршруту Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), и значительная часть также идет по системе нефтепроводов «Транснефти».[16]

Неоднократные проблемы в системе КТК весной и летом 2022 года – в основном в связи с техобслуживанием и другими аспектами, а также с повреждением в результате шторма двух из трех выносных причальных устройств черноморского терминала КТК в Южной Озереевке (каждое из которых было выведено из эксплуатации в ремонт на срок не менее месяца) – временами серьезно нарушали функционирование экспортных мощностей в период с августа по ноябрь, что усилило обеспокоенность казахстанских властей по поводу ее надежности и целесообразности настолько сильной зависимости от транзита через Россию. Как следствие, официальные лица Казахстана начали стремиться к увеличению экспорта по другим маршрутам – особенно в западном направлении через Каспийское море и нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД). В ноябре 2022 года Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР [SOCAR]) и КМГ заключили соглашение о транспортировке 1,5 млн т казахстанской нефти по БТД в 2023 году с расчетом на то, что в дальнейшем объем экспорта по этому маршруту предположительно можно будет увеличить вдвое без серьезной модернизации. Данное соглашение – наряду с некоторым наращиванием экспорта по Казахстанско-Китайскому Трубопроводу (ККТ) – в определенной мере снизило обеспокоенность по поводу возможной потери доступа к экспортным рынкам на краткосрочную перспективу. Однако в долгосрочном плане повод для беспокойства сохраняется. По данным Министерства энергетики РК, текущая пропускная способность всех экспортных маршрутов, кроме КТК, составляет всего 16,5 млн т или лишь около четверти экспортных объемов 2022 года.[17]

Обеспокоенность Казахстана, связанная с энергетической безопасностью, не ограничивается транзитными маршрутами

12 Газета *New York Times,* 22 мая 2023 г.

13 https://www.state.gov/the-united-states-releases-signed-memorandum-of-understanding-with-the-democratic-republic-of-congo-and-zambia-to-strengthen-electric-vehicle-battery-value-chain/.

14 Газета *New York Times,* 26 мая 2023 г.

15 *Kazakhstan Newsline,* 13 апреля 2023 г.; https://astanatimes.com/2023/04/expert-kazakhstan-can-increase-oil-supplies-to-asian-markets/.

16 *Kazakhstan Newsline,* 27 марта 2023 г.; https://www.zakon.kz/6385866-chto-nuzhno-predprinyat-kazakhstanu-dlya-diversifikatsii-postavki-nefti-rasskazala-ekspert.html.

17 *Kazakhstan Newsline,* 13 апреля 2023 г.; https://astanatimes.com/2023/04/expert-kazakhstan-can-increase-oil-supplies-to-asian-markets/. Более подробный анализ маршрутов экспорта сырой нефти из Казахстана представлен в Главе 5 настоящего Доклада и в материале S&P Global Commodity Insights, Strategic Report, *Kazakhstan's Current Oil Export Diversification Push: What role for trans-Caspian routes?* 28 June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор, *«Текущие усилия Казахстана по диверсификации экспорта нефти: какова роль транскаспийских маршрутов?»,* 28 июня 2023 г.].

– перед страной все острее встает вопрос поддержания добычи нефти на текущем уровне. Представители KAZENERGY недавно обратили внимание на то, что спад на зрелых месторождениях, где традиционно ведется добывающая деятельность, в настоящее время происходит более быстрыми темпами, чем его восполнение новыми запасами за счет разведки и разработки других месторождений. Поскольку добыча на «традиционных» месторождениях (которые принадлежат КМГ, «СНПС-Актобемунайгаз» и большому числу независимых компаний) является источником поставок на внутренней рынок, уже в 2025 году возрастает риск того, что сырой нефти, поступающей с таких зрелых месторождений, окажется недостаточно для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты. В этой связи представители KAZENERGY призвали, в частности, разработать механизм стимулирования, мотивирующий операторов таких месторождений к инвестированию в новые технологии для максимизации добычи и к продолжению поставок на внутренний рынок.[18]

Туркменистан (газ)

Туркменистан также занят поиском альтернативных маршрутов для экспорта своего природного газа. Однако в настоящее время его возможности ограничены, и основная часть поставок природного газа из страны идет в Китай. Важным направлением остается и Россия, хотя объем продаж на российский рынок сильно колеблется. После введения западных санкций в отношении России и сокращения экспорта российского газа в Европу «Газпром» в очередной раз урезал импорт из Туркменистана – в 2022 году его объем снизился на две трети.[19] Помимо этого, значимым элементом диверсификации для Туркменистана служит экспорт газа в Иран (и в Азербайджан через Иран). 30 мая 2023 г. министр нефти Ирана объявил, что новый контракт на импорт туркменского газа в объеме 10 млн м^3 в сутки (3,65 млрд м^3 в год) позволит возобновить поставки в июне.[20]

Россия (нефть)

Среди крупных экспортеров энергоресурсов западные санкции в сфере энергетики еще более непосредственно затронули Россию, которая, по сути, была вынуждена переориентировать свою торговлю нефтью на восток (Азию). Конфликт с Украиной дорого обходится России, учитывая введение запретов со стороны ЕС и других западных стран на морской импорт ее сырой нефти и нефтепродуктов.

На данный момент России удалось успешно переориентировать свой экспорт сырой нефти, который в 2022 году в целом вырос более чем на 12%, а основными покупателями стали Индия и Китай. Однако при этом задействуются более дорогостоящие дальнемагистральные морские перевозки из западных российских портов.[21] Продажа нефтепродуктов на данный момент также, как представляется, складывается вполне благоприятно (она снизилась всего на 7,6% в 2022 году), находя рынки в Азии, Турции, Бразилии, Западной Африке и на Ближнем Востоке. В то же время S&P Global прогнозирует снижение объемов переработки на российских НПЗ (около половины продукции которых традиционно экспортируется), поскольку сохранить экспорт нефтепродуктов на прежнем уровне будет непросто.[22] Иными словами, из-за невозможности полностью компенсировать потерю значительной доли западных рынков нефтепродуктов российским НПЗ, вероятно, придется прибегнуть к сокращению объемов производства.

Россия (газ)

Хотя в отношении поставок природного газа в Европу не действует аналогичных официальных запретов, они также резко сократились, поскольку Россия отказывается продавать газ большому количеству потребителей, не желающих переходить на оплату в рублях. Основная проблема заключается в том, куда перенаправить около 90 млрд м^3 газа, которые в иной ситуации пошли бы на европейский рынок. Ранее Европа была для России безусловно крупнейшим экспортным рынком, на долю которого в 2021 году пришлось две трети от суммарного объема экспорта (176,5 млрд м^3 из 263,5 млрд м^3). Как следствие, экспорт газа из России в целом упал на 30% в 2022 году и в 2023 году произойдет его дальнейшее снижение.[23]

Значительная доля производства газа в России в настоящее время фактически находится в затруднительной ситуации, поскольку развитию направления СПГ в стране препятствуют санкции на импорт оборудования для сжижения газа. Единственным рынком, достаточно крупным, чтобы в перспективе принять часть этого труднореализуемого газа, многим видится Китай, однако развертывание инфраструктуры для такой переориентации – хотя оно уже идет – займет немало лет. Россия уже является стратегическим поставщиком газа для Китая: на ее долю пришлось 10% (10,4 млрд м^3) импорта газа в Китай в 2021 году и 15,4 млрд м^3 в 2022 году. Дальнейшему укреплению газового сотрудничества двух стран будет способствовать наращивание потенциала газопровода «Сила Сибири–1» проектной мощностью 38 млрд м^3 в год, выход на которую (для поставки предусмотренных контрактом объемов) ожидается в 2025 году, а также договор на поставку газа по дальневосточному трубопроводному маршруту в объеме 10 млрд м^3 в год, о котором было объявлено в феврале 2022 года. Однако заключение этих соглашений увеличивает суммарный законтрактованный объем поставок по газопроводу из России в Китай всего до 48 млрд м^3 в год, что составляет лишь немногим более половины объема снижения экспорта российского трубопроводного газа в Европу в 2022 году. В перспективе большие надежды возлагаются на газопровод «Сила Сибири–2»

18 KAZENERGY Association of Oil, Gas, and Energy Sector Organizations, presentation at Future Energy Dialogue forum, Astana, Kazakhstan, 26 May 2023 [Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», презентация на форуме ««Energy Future Dialogue», Астана, Казахстан, 26 мая 2023 г.].

19 S&P Global, Commodity Insight, *Turkmen Gas Production Apparently Declines in 2022?* 5 June 2023 [S&P Global, Аналитический обзор товарно-сырьевых рынков, *«Все указывает на то, что добыча туркменского газа в 2022 году сократится?»,* 5 июня 2023 г.].

20 *Argus Eurasia Energy,* 1 июня 2023 г.

21 S&P Global Commodity Insights, Russia Watch, *Damage Control: How is Russia's energy industry adapting to intensified Western sanctions and new domestic political and economic constraints?* March 2023, p. 27 [S&P Global Commodity Insights, Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры: как российская энергетика адаптируется к ужесточению западных санкций и новым внутренним политическим и экономическим ограничениям?»,* март 2023 г., стр. 27].

22 Russia Watch, *Damage Control,* p. 27 [Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры»,* стр. 27].

23 Russia Watch, *Damage Control,* pp. 20-23 [Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры»,* стр. 20-23].

мощностью 45-50 млрд м^3 в год, по которому газ будет поставляться из Западной Сибири в Китай транзитом через Монголию, хотя коммерческих договоренностей в этом отношении пока достигнуто не было.

В данном контексте, а также с учетом значимых ролей России и Китая в Шанхайской организации сотрудничества, вероятно, неудивительно, что в недавнем «Заявлении Совета глав государств-членов Шанхайской организации сотрудничества по обеспечению международной энергетической безопасности» (в Самарканде (Узбекистан) 16 сентября 2022 г.) подчеркивалась необходимость укрепления «взаимодействия между странами-поставщиками, транзитными странами и странами-потребителями для гарантирования безопасности и стабильности международных каналов транспортировки энергоресурсов, чтобы обеспечить бесперебойность функционирования глобальной производственно-сбытовой цепочки».[24]

Трехстороннее обсуждение (Казахстаном, Россией и Узбекистаном) вопросов эксплуатации и расширения газовой инфраструктуры в Центральной Азии

Представляется, что один из текущих процессов способен открыть благоприятные перспективы в плане укрепления энергетической безопасности для России (за счет выхода на дополнительные рынки), а также для Казахстана и Узбекистана (за счет обеспечения дополнительных объемов поставок). Речь идет об обсуждении тремя странами координации действий по модернизации газовой инфраструктуры в целях расширения внутрирегиональной и международной торговли газом.

В рамках партнерства намечены следующие цели:

- Поставлять российский природный газ в Узбекистан транзитом через Казахстан; Узбекистан заключил с «Газпромом» двухлетний контракт на импорт 2,8 млрд м^3 газа в год – поставки начнутся позже в текущем году в объеме 9 млн м^3 в сутки по существующей с советских времен системе газопроводов Средняя Азия–Центр в режиме реверса.[25]
- Содействовать экспорту российского газа в Казахстан, где внутренние поставки товарного газа в настоящее время ограничены.
- Высвободить за счет поставок из России дополнительные объемы газа, добываемого в Казахстане и Узбекистане, для поддержания экспорта из этих двух стран в Китай.[26]
- Обеспечить российскому газу выход в газопровод ЦАК для экспорта в Китай или, в перспективе, для доступа далее в южном направлении в рамках новых проектов, ориентированных на экспорт в Южную Азию.[27]

24 http://eng.sectsco.org/documents/.

25 https://kz.kursiv.media/23-06-16/zhnb-qazaqgazgazpromuz/.

26 Помимо этого, обсуждается предложение Казахстана о строительстве нового международного газопровода из России через территорию Казахстана до Китая (который попутно будет обеспечивать поставками природного газа восточные регионы Казахстана) по маршруту Костанай–Астана–Павлодар–Семей–Усть-Каменогорск.

27 Energy Intelligence, Nefte Compass, 21 июня 2023 г., стр. 4.

2.3.2 Устойчивость, или быстрое восстановление после непредвиденных событий (Resilience)

Вторым важным аспектом общей энергетической безопасности является устойчивость, которая заключается в способности энергосистем относительно быстро восстанавливаться после непредвиденных событий или дестабилизирующих факторов. В настоящем разделе рассматриваются три компонента устойчивости, имеющие принципиально важное значение с точки зрения того, как энергетические системы реагируют на непредвиденные геополитические события, стихийные бедствия и экономические потрясения, а именно: хранение углеводородного топлива, надежность электросети и политическая устойчивость (предполагающая поддержку со стороны населения за счет обеспечения прозрачности и справедливого доступа к энергоресурсам).

2.3.2.1 Хранение

Системы хранения углеводородного топлива позволяют гибко реагировать на непредвиденные обстоятельства, обеспечивая защиту от перебоев с поставками для потребителей, а также от колебаний спроса или трудностей с транспортировкой для производителей. Одним из наиболее широко применяемых способов защиты от перебоев с поставками на международном уровне являются стратегические запасы нефти. Международное энергетическое агентство (МЭА) – межправительственная организация, основанная в 1974 году после арабского нефтяного эмбарго, в состав которой входит 31 страна – осуществляет программу стратегического нефтяного резерва (СНР [SPR]).[28] Цель данной программы – обеспечить наличие мощностей хранения запасов нефти и нефтепродуктов в объеме, достаточном для того, чтобы позволить участвующим в ней странам смягчать (и гибко реагировать на) рыночные последствия, вызванные внезапными изменениями спроса (на нефтепродукты со стороны потребителей и на сырую нефть со стороны НПЗ) или непредвиденными перебоями с импортом или экспортом сырой нефти и нефтепродуктов (из-за остановок работы добывающих объектов, аварий на нефтепроводах или в портах, стихийных бедствий, торговых эмбарго и т.п.).

В соответствии с Соглашением о Международной энергетической программе (1974 года, с учетом поправок, внесенных в 2018 году) каждая страна МЭА, являющаяся нетто-

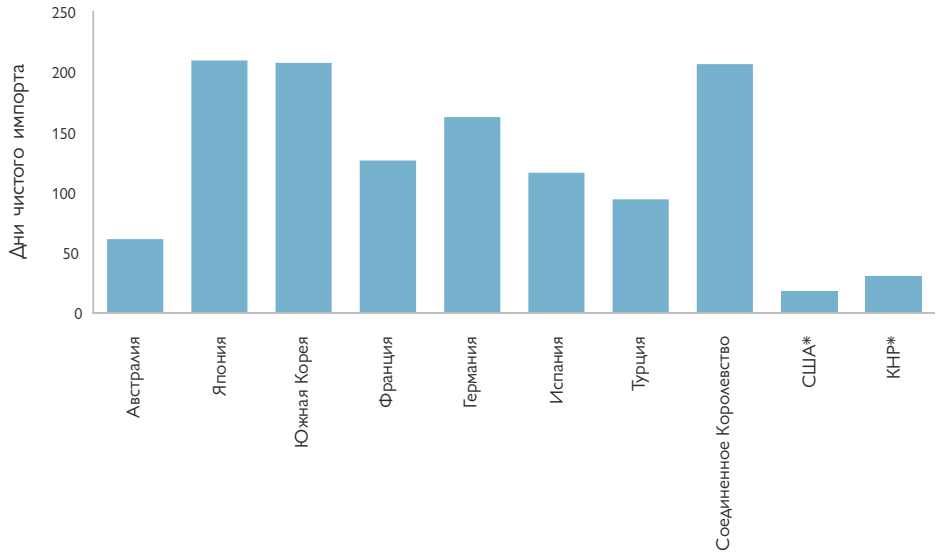
28 Во время арабо-израильской войны 1973 года арабские участники Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) ввели нефтяное эмбарго, направленное против США, в ответ на решение Соединенных Штатов пополнить запасы израильских вооруженных сил и обеспечить себе влиятельную позицию в ходе послевоенных мирных переговоров. Затем оно распространилось также на другие страны, которые поддерживали Израиль, включая Нидерланды, Португалию и ЮАР. Эмбарго включало запрет на экспорт нефти в страны, в отношении которых оно было введено, и сокращение добычи нефти. Нефтяное эмбарго 1973 года нанесло ощутимый удар по экономике США, которая находилась в серьезной зависимости от поставок нефти из-за рубежа. Его введение привело к стремительному росту цен на нефть в США, что имело глобальные последствия. Цена на нефть марки Brent сначала повысилась в два раза, а затем в четыре, что привело к резкому увеличению затрат для потребителей и к проблемам структурного характера, ставящим под угрозу стабильность экономик целого ряда стран. См. https://history.state.gov/milestones/1969-1976/oil-embargo.

импортером, должна иметь в хранилищах запасы нефти (сырой нефти и нефтепродуктов), эквивалентные не менее чем 90-дневному объему чистого импорта нефти, и быть готовой высвободить этот аварийный резерв, направив его на рынок, в случае перебоев с поставками (см. Рисунок 2.1 «СНР отдельных стран, являющихся участницами или ассоциированными членами МЭА (февраль 2023 г.)»). Самое недавнее решение высвободить нефть из СНР стран-участниц МЭА в экстренном порядке (в объеме 120 млн баррелей [млн барр.] сырой нефти и нефтепродуктов) было анонсировано 1 апреля 2022 г. с целью успокоить мировые рынки в ситуации сокращения поставок топлива после начала российско-украинского конфликта (цена на Brent тогда подскочила до 130 долл./барр.). Днем ранее США объявили, что они выделят до 180 млн барр. из своего СНР в течение шестимесячного периода. Вышеуказанное решение МЭА является пятым (и самым крупным) случаем экстренного высвобождения нефти из резерва за всю 48-летнюю историю организации.

Предусмотрен гибкий подход к выполнению странами-участницами МЭА обязательств по обеспечению установленного объема запасов: это могут быть государственные запасы, хранящиеся исключительно на случай чрезвычайных ситуаций (как правило, сырая нефть); запасы нефтепереработчиков и оптовиков, предназначенные для коммерческих целей (как сырая нефть, так и нефтепродукты); или запасы, хранящиеся в других странах на основе двусторонних соглашений. Некоторые страны-участницы МЭА (Канада, Норвегия, Мексика и США) являются чистыми экспортерами и не обязаны соблюдать требования МЭА по резервным запасам. Тем не менее, в некоторых из них (например, в США) реализуются собственные программы СНР с более низкими требованиями к объему резерва. Емкость хранилищ СНР в США составляет 714 млн барр. (около 95,2 млн т). По состоянию на 19 мая 2023 г. в них находилось 357,95 млн барр. (на целую треть меньше в годовом исчислении в результате случаев высвобождения из резерва, направленных на снижение внутренних цен на бензин и дизельное топливо) – что эквивалентно объему, достаточному для обеспечения поставок сырой нефти в течение 17,6 суток при уровне потребления, равном среднему показателю 2022 года в США (20,28 млн барр. в сутки).

Аналогичным образом, Китай – крупнейший в мире импортер нефти на данный момент, а также крупный производитель, чьи нефтяные компании ведут деятельность во многих странах мира – придерживается собственного подхода к стратегическому хранению нефти. МЭА сотрудничает с Китаем и рядом других стран, не входящих в МЭА (в частности, с Индией, Индонезией и Таиландом), в рамках многостороннего Соглашения об ассоциированном членстве, которое позволяет присоединившимся к нему странам (которых на данный момент 11) участвовать во встречах МЭА и сотрудничать с входящими в МЭА странами по вопросам энергетической безопасности, энергетической политики, обмена данными и технологий. МЭА также поддерживает менее формальные двусторонние договоренности о сотрудничестве с другими странами. Хотя Китай официально не сообщает об объеме своего СНР, предполагается, что он составляет более 400 млн барр. при емкости хранилищ 500 млн барр. Государственным планом предусмотрен резерв в объеме 475,9 млн барр., что достаточно для обеспечения поставок в течение примерно 30 дней при ежедневном уровне потребления 2021 года (15,8 млн барр. в сутки).

Рисунок 2.1 СНР отдельных стран, являющихся участницами или ассоциированными членами МЭА (февраль 2023 г.)



Примечания: Сырая нефть и нефтепродукты, в пересчете на сырую нефть. *Кол-во дней потребления.
Источник: S&P Global Commodity Insights, Международное энергетическое агенство.

© 2023 S&P Global.

Проблемы с поставками сырой нефти по системе КТК в 2022 году, сокращение мирового спроса на нефть в 2020 году на фоне COVID-19 и текущая деятельность Казахстана по перенаправлению более существенной доли своего нефтяного экспорта на маршруты, идущие через Каспийское море, актуализируют важность систем хранения для обеспечения гибкости ведения деятельности. Помимо мер реагирования, связанных с неопределенностью в сфере транзита при экспорте сырой нефти, Казахстану необходимо обеспечить мощности хранилищ надлежащего объема, чтобы гибко и эффективно реагировать на *возможные* изменения в нижеследующих аспектах:

- ***Внутренний спрос на сырую нефть и нефтепродукты:*** а именно, необходимые изменения в ассортименте нефтепродуктов, отражающие динамику внутреннего рынка, а также потенциальное повышение цен в результате либерализации внутреннего рынка и/или гармонизации в рамках ЕАЭС.
- ***Импорт нефтепродуктов:*** в частности, увеличение Казахстаном импорта ряда нефтепродуктов (таких как авиационное топливо или битум) из России, цены на которые могут оказаться более привлекательными для казахстанских покупателей в результате потери Россией своих традиционных экспортных рынков в Европе.
- ***Экспорт нефтепродуктов:*** а именно, увеличение казахстанского экспорта ряда нефтепродуктов (мазут) на рынки (такие как США и ЕС), которые в настоящее время закрыты для российских экспортных поставок, или на рынки, где они могут быть более конкурентоспособными, благодаря географической близости (Центральная Азия).

5 мая 2022 г. премьер-министр Казахстана поручил Министерству энергетики разработать единый регламент хранения нефтепродуктов на НПЗ для всех участников рынка в целях исключения преференций для одних субъектов за счет других, тем самым продемонстрировав растущую важность наличия надлежащих мощностей хранилищ. В свою очередь, 20 мая 2022 г. Министерство энергетики Республики Казахстан объявило о планах добавить 200 000 тонн нефтепродуктов к созданному в 1-м квартале 2022 г. резервному запасу основных видов топлива, что достаточно для удовлетворения прогнозного уровня спроса в течение почти месяца. Эти новые объемы пополнят запасы, уже хранящиеся на базе «КазМунайГаз» и «Казахстан темир жолы», и предназначены в качестве защитной меры на случай возникновения чрезвычайных ситуаций или неожиданных скачков спроса. В Казахстане может складываться напряженная ситуация с предложением нефтепродуктов при остановке одного или нескольких из трех крупных НПЗ страны в связи с проведением техобслуживания или с перебоями в электроснабжении (как это произошло на Атырауском НПЗ в июле 2023 г.). В 2023 году был запланирован вывод на техобслуживание (планово-предупредительный ремонт) всех трех главных казахстанских НПЗ: работа Шымкентского НПЗ была остановлена с 15 марта по 7 апреля (а также в течение части июля проводился внеплановый ремонт катализатора риформинга); Павлодарский НХЗ не работал с 20 июня по 19 июля; а капитальный ремонт Атырауского НПЗ намечен на октябрь. В прошлом длительные остановки двух НПЗ на ремонт в одном и том же году приводили, как минимум, к временному дефициту бензина и дизельного топлива – особенно в периоды роста внутренних цен.[29]

Имеющиеся мощности по хранению нефти в Казахстане, созданные главным образом для обеспечения эксплуатации системы транспортировки, на данный момент представляются достаточными для удовлетворения нужд казахстанских НПЗ в случае краткосрочного сбоя в регулярном снабжении. Основная часть хранилищ сырой нефти в стране принадлежит трубопроводным компаниям. КТО располагает хранилищами объемом около 1,2 млн м^3, которые использует для эксплуатации своей системы нефтепроводов. Такой объем позволяет хранить около 1,0-1,1 млн т сырой нефти, что эквивалентно примерно 4 суткам добычи нефти в Казахстане. В свою очередь, КТК владеет хранилищами объемом 1,3 млн м^3 (на своем морском терминале на территории России). Таким образом, в совокупности эти объекты позволяют хранить нефть в объеме, эквивалентном примерно 10 суткам добычи нефти в стране. На НПЗ также имеются рабочие хранилища для запасов сырой нефти и готовой продукции, но их объемы относительно невелики (эквивалентны только нескольким дням работы). Однако в Казахстане отсутствует стратегическое хранилище сырой нефти, предназначенное для использования в случае внезапного сокращения экспортного спроса или экспортных мощностей (нефтепроводов); при возникновении таких ситуаций необходимо корректировать добычу.

Текущие фактические (рабочие) мощности хранения природного газа в Казахстане составляют около 2,5 млрд м^3. При этом для достижения уровня бенчмарков в 20% мощностей хранения относительно совокупного годового потребления газа в стране мощности подземных хранилищ газа (ПХГ) должны составлять 3-4 млрд м^3 на текущий момент, 6-7 млрд м^3 к 2030 году (при уровне потребления согласно государственному плану) и 8-9 млрд м^3 к 2030 году при продолжении активного роста спроса.

Ключевыми зонами, где требуется увеличение мощностей, являются территории около газопровода «Сарыарка» для обеспечения бесперебойных поставок в Астану, а также территории на юге Казахстана с учетом ограниченных мощностей газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» в осенне-зимний период. Существует несколько вариантов увеличения мощностей хранения. Наименее затратным и быстро реализуемым из них является доведение существующих ПХГ Бозой и Акыртобе до проектных мощностей. Суммарная проектная мощность трех текущих ПХГ составляет 4,65 млрд м^3, что является достаточным для достижения показателя бенчмарка мощностей хранения при текущих объемах потребления.

Тем не менее, с учетом предполагаемого в будущем роста потребления необходимо также принятие других мер по увеличению мощностей – то есть создание новых ПХГ. В Казахстане существует ряд потенциальных площадок для данных объектов (истощенные газовые месторождения, солевые отложения и пр.), но наиболее перспективными с точки зрения локации и возможности разработки являются

29 В апреле 2023 года правительство повысило предельные цены на розничную реализацию бензина марок АИ-92 и АИ-93 примерно на 11%. В то же время предельная цена на розничную реализацию дизельного топлива для граждан Казахстана была повышена примерно на 20% (для иностранных граждан более высокая цена на дизельное топливо действует с августа 2022 г.). Более подробная информация о ценах представлена в Главе 3 и (в особенности) в Главе 5.

солевые отложения Жезказган-Каракойынский. Однако потенциальная мощность хранения на этом новом участке не превышает 1 млрд м^3 среднесрочно. QazaqGaz разработал и направил в Министерство энергетики проект Дорожной карты по расширению существующих и созданию новых подземных хранилищ газа в Казахстане, и правительством будет прорабатываться вопрос финансирования.

2.3.2.2 Надежность электроэнергетической системы

Согласно расчетам МЭА, при условии выхода на нулевой баланс выбросов углерода в общемировом масштабе к 2050 году *целая половина* глобального конечного потребления энергоресурсов должна будет приходиться на электроэнергию, а на данный момент эта доля составляет лишь 20%. Причем почти весь объем этой электроэнергии необходимо будет производить из низкоуглеродных источников, тогда как в настоящее время на них приходится всего 38%. Такое повышение уровня электрификации создаст серьезную нагрузку на национальные системы электроснабжения – инфраструктуру для производства, передачи и распределения электроэнергии. Эта нагрузка, вероятно, будет усугубляться более экстремальными погодными условиями, лесными пожарами и другими рисками, связанными с изменением климата.[30] В частности, согласно одному из сценариев S&P Global, предполагающих глубокую декарбонизацию электроэнергетики (Multitech Migration® [«Многосторонние меры по сокращению выбросов»]), в период с текущего момента по 2050 год во всем мире потребуется дополнительно обеспечить около 28 000 ГВт «чистых» генерирующих мощностей – ВЭС, СЭС, АЭС, ГЭС, других ВИЭ и аккумуляторных батарей (накопителей энергии) – что означает темпы их наращивания, более чем в пять раз превышающие показатели 2010-х гг. При этом только в производство электроэнергии потребуется вложить инвестиции совокупным объемом около 20-30 трлн долл., а передача и распределение потребуют еще более существенных капиталовложений.[31]

Балансирование и маневренная генерация. Наращивание доли непостоянных источников энергии (ВИЭ) в электроэнергетической сети потребует обеспечения соответствующих средств балансирования и маневренных (управляемых [обеспечивающих возможность диспетчеризации]) генерирующих мощностей.[32] Одним из подходов к решению задач балансирования и управляемости (диспетчеризации) в электроэнергетике является оптимизация взаимосвязи между различными региональными и/или общегосударственными сетями с использованием высоковольтных линий электропередачи с тем, чтобы обеспечить возможность смягчения дефицита (или излишка) предложения электроэнергии за счет ее межсетевой передачи [перераспределения] в значительных объемах. Однако более важным способом повышения потенциала балансирования электроэнергетической сети (в дополнение к наращиванию возможностей накопления/хранения электроэнергии) является создание «рынков мощности». В рамках таких рынков производителям, обеспечивающим электроэнергию на маневренной (гибкой) основе, платят за создание и поддержание мощностей, которые, возможно, понадобятся только в течение относительно коротких периодов пикового спроса. При этом компании, мощности которых оказываются востребованными нечасто, должны иметь возможность продолжать находиться в рабочем состоянии, чтобы обеспечивать надежность электроснабжения, даже если они простаивают в течение длительного времени.

Цифровизация и автоматизированное управление. Распределенные энергосистемы (которые предполагают поступление электроэнергии от множества небольших генерирующих объектов – таких как солнечные панели на крышах или небольшие ветряные электростанции) требуют более высокого уровня эффективности (как самой системы, так и сети), чем высокоцентрализованные, что означает необходимость более существенного объема цифровизации и автоматизированных систем управления. При этом также требуется более существенный объем вспомогательных услуг (таких как регулирование и переключение частоты, поддержание реактивной мощности, вращающийся резерв и т.п.) для обеспечения надежности. Определенную роль в повышении надежности системы могут сыграть цифровые «умные сети», динамическое измерение допустимой нагрузки на линии электропередачи [dynamic line rating], усовершенствованное управление потоком мощности [advanced power flow control], схемы преднамеренного обособления района энергосистемы [intentional islanding schemes] (позволяющие распределенным электроэнергетическим ресурсам покрывать локальную нагрузку, когда сеть не способна этого обеспечить), а также другие технические и эксплуатационные подходы. В свою очередь, системы автоматизированного регулирования спроса, работающие в варьирующихся временных рамках (суточных, сезонных), позволяют лучше отслеживать и контролировать конечное потребление электроэнергии.

Длительное хранение электроэнергии. Дальнейшему распространению ВИЭ в электроэнергетике в значительной мере способствовало бы расширение мощностей длительного хранения электроэнергии до гораздо более существенного масштаба, чем на данный момент. Даже несмотря на то, что стоимость аккумуляторных батарей (накопителей электроэнергии) продолжает снижаться, а усовершенствованные технологии позволяют хранить в них электроэнергию в течение более длительных периодов времени, маловероятно, что они подешевеют или увеличатся в емкости настолько, чтобы служить самостоятельным средством «укрепления» системы. В этой связи для обеспечения надежности требует-

30 Bordoff and O'Sullivan, "The Age of Energy Insecurity." [Бордофф и О'Салливан, «Эпоха энергетической нестабильности»].

31 S&P Global, Global Power and Renewables Strategic Report, *Decarbonizing Electric Power: Key challenges amid a global energy crunch and climate negotiations,* 16 November 2021, pp. 4–5 [S&P Global, Глобальный стратегический обзор по электроэнергетике и ВИЭ, *«Декарбонизация электроэнергетики: ключевые проблемы в условиях глобального энергетического кризиса и переговоров по климату»,* 16 ноября 2021 г., стр. 4-5]. Согласно одной из имеющихся оценок, ежегодный объем расходов в период до 2050 г., необходимый только для обеспечения надежности расширенной электроэнергетической сети, составляет более 1 трлн долл. ("The Ultimate Supply Chains," *The Economist* [Technology Quarterly Supplement], 8 April 2023 [«Итоговые цепочки поставок», *The Economist* [Ежеквартальное приложение по технологиям], 8 апреля 2023 г.]).

32 Балансирование – это процесс согласования объемов выработки и потребления электроэнергии в сети, который сильно усложняется на стороне предложения при увеличении доли генерации с использованием непостоянных источников энергии (ВИЭ). Маневренность (управляемость /возможность диспетчеризации) означает способность источника генерации оперативно увеличивать или уменьшать объем производства электроэнергии в зависимости от колебаний спроса.

ся другой класс ресурсов, а именно генерирующие активы, которые являются одновременно «низкоуглеродными» и «стабильными» (т.е. с возможностью диспетчеризации на постоянной основе в течение продолжительных периодов времени без перерыва). До тех пор, пока такие активы следующего поколения (в частности, зеленый водород, геотермальная энергия, ГАЭС) не станут коммерчески доступными, значимая роль по-прежнему должна отводиться некоторым имеющимся безуглеродным (атомным) или низкоуглеродным (основанным на природном газе) технологиям, которые обладают как стабильностью, так и маневренностью.[33] А пока – в предстоящее десятилетие – несоответствие между темпами наращивания мощностей ВИЭ (быстрыми) и управляемых мощностей (стагнирующими или даже снижающимися в результате планового вывода из эксплуатации угольных и атомных электростанций) будет являться источником серьезных проблем с точки зрения надежности системы электроснабжения.

Передача электроэнергии на дальние расстояния. Ввиду географического несоответствия между регионами с очень благоприятным потенциалом по ВИЭ и регионами концентрации высокого спроса на электроэнергию во многих странах (например, таких как Китай, США или Германия) важно значительно расширить сеть высоковольтных линий электропередачи, чтобы обеспечить возможность лучше подстраиваться под сезонные колебания спроса. Высоковольтные линии постоянного тока (HVDC) позволяют обеспечить передачу на дальние расстояния (более нескольких сотен километров), однако имеют ряд недостатков – таких как высокая стоимость преобразования тока из постоянного в переменный и обратно (с использованием биполярных транзисторов с изолированным затвором), а также необходимость наличия единого узла входа и выхода. Помимо этого, линии HVDC играют важную роль в обеспечении соединений внутри сети, позволяя подключать независимые сети, которые нельзя просто объединить в более крупную синхронизированную систему.

Недавний важный урок для Казахстана. Недавним примером, иллюстрирующим важность поддержания надежности электроэнергетической системы в Казахстане, а также ее взаимосвязь с энергетической и экономической безопасностью страны в более широком плане, являются последствия кратковременного сбоя в электроснабжении на западе Казахстана в начале июля 2023 года. 3 июля в результате аварийной остановки энергоблока на ТЭЦ МАЭК произошло отключение линии электропередачи Бейнеу-Тенгиз (220 кВ), вследствие чего Мангистауская область оказалась фактически отрезана от электроэнергетической сети Казахстана. Далее последствия аварии распространились на Атыраускую область, вызвав перебои в электроснабжении по всему региону, включая таких важных потребителей, как нефтедобывающие предприятия, Атырауский НПЗ и экспортные трубопроводы.[34] В период отключения электроэнергии потребители Атырауской и Мангистауской областей временно получали ее из России (130 МВт по ЛЭП 220 кВ (Уральск–Атырау)). Проблема была решена к 7 июля, когда МАЭК полностью восстановил выработку электроэнергии, но перебои в электроснабжении имели широкомасштабное воздействие на добычу, переработку и транспортировку нефти и газа.[35]

Электроэнергетическая система Казахстана и меры, необходимые для повышения ее надежности, подробнее рассматриваются в Главе 8.

2.3.2.3 Устойчивость энергетической политики

Для эффективного и длительного поддержания энергетической безопасности необходимо проводить политику, которая пользуется общественной поддержкой, формируя благоприятный цикл роста экономического процветания и качества жизни. Это предполагает наличие широкого доступа к имеющимся в изобилии надежным и доступным по цене источникам энергии для всех участников, а также согласование политики и инвестиций в сфере энергетики с тем, чтобы способствовать реализации вышеуказанной задачи. Однако этого непросто достичь, например, в странах, где имеются проблемы с электроснабжением. Предоставление доступа к энергоресурсам сопряжено со сложными вопросами – в частности, о том, как оптимальным образом организовать снабжение недостаточно обеспеченных ими сообществ по доступным ценам, не ставя под угрозу надежность энергосистем. Широкий круг многосторонних банков развития стремится решить проблему «энергетической бедности» как за счет расширения электроэнергетической сети, так и за счет распределенной возобновляемой энергетики. Здесь также могут помочь обязательства по предоставлению финансовой помощи со стороны развитых стран – такие как обязательства в рамках Парижского соглашения по климату. Тем не менее, текущих объемов финансирования недостаточно для быстрого расширения электроснабжения и повышения надежности энергосистем в развивающихся странах.

Казахстан является примером страны, которой пока довольно успешно удается обеспечивать справедливый доступ к энергоресурсам для своего населения по доступным ценам. Это, в частности, иллюстрирует один из трех показателей ежегодного рейтинга эффективности энергосистем разных стран согласно Индексу мировой энергетической трилеммы (World Energy Trilemma Index) Мирового энергетического совета – справедливый доступ к энергоресурсам (Energy Equity), который оценивает доступ населения к электроэнергии, а также ценовую доступность электроэнергии, природного газа и нефтепродуктов.[36] В самом недавнем рейтинге (составленном в 2022 году с использованием данных за 2021 год) Казахстан занял позиции в верхней трети (36-е место из 127 рассматриваемых стран) по вышеуказанному показателю – практически наравне с развитыми странами Северо-Западной Европы, арабскими государствами Персидского залива и США. Таким образом, представляется, что проблема Казахстана заключается скорее в том, как

33 *Decarbonizing Electric Power,* p. 3 [*«Декарбонизация электроэнергетики»,* стр. 3] и S&P Global, Global Power and Renewables Strategic Report, *Thermal Revival: The global quest for dispatchable long-duration power sources,* June 2023 [S&P Global, Глобальный стратегический обзор по энергетике и ВИЭ, *«Тепловое возрождение: глобальный квест по обеспечению долговременных управляемых источников электроэнергии»,* июнь 2023 г.].

34 Interfax *Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 4 июля 2023 г.

35 *Argus Eurasia Energy,* 6 июля 2023 г., стр. 4; Energy Intelligence, *Nefte Compass,* 5 июля 2022 г., стр. 4.

36 https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2022.

продолжать обеспечивать широкое наличие энергоресурсов без неоправданного ущерба для их ценовой доступности – т.е. как стимулировать поставки на внутренний рынок товарного газа, электроэнергии и тепла, а также сырой нефти для переработки на казахстанских НПЗ за счет эффективной ценовой и налоговой политики, которая не приводит к повышению цен на энергоресурсы такими быстрыми темпами и в таких масштабах, чтобы это вызывало негативную реакцию общественности (как произошло в Шри-Ланке в 2022 году, когда в результате дефицита нефтепродуктов и роста цен правительство было вынуждено отправить военных на АЗС для усмирения гражданских беспорядков).

Конфликты в сфере землепользования. Одной из серьезных проблем для поддержания устойчивости энергетической политики при переходе на более низкоуглеродные формы энергии являются возникающие при этом конфликты в сфере землепользования. Производство электроэнергии с применением ВИЭ имеет относительно низкую «энергоплотность» (т.е. потенциальную мощность выработки электроэнергии на единицу площади используемой земли) по сравнению с традиционным производством тепловой энергии. Соответственно, площадь, необходимая для выработки декарбонизированной электроэнергии, в итоге оказывается на несколько порядков больше, чем площадь, используемая для тепловой генерации.

Компании, занимающиеся реализацией проектов возобновляемой энергетики, могут попытаться в определенной мере решить проблему землепользования, ориентируясь на территории, где конкуренция со стороны альтернативных способов их использования минимальна. Одним из вариантов могло бы стать размещение объектов возобновляемой генерации на менее продуктивных участках – таких как территории без воды, или с более крутыми склонами, или с загрязненной почвой. Другая потенциальная стратегия предполагает перепрофилирование территорий закрытых или скоро закрывающихся угольных и газовых электростанций под производство электроэнергии с использованием ВИЭ. Хотя не все традиционные электростанции оптимально подходят для размещения ВЭС или СЭС, их преимущество состоит в том, что они уже подключены к электросети.[37]

Еще одним вариантом, позволяющим избежать конкуренции за *землепользование,* возможно, является размещение объектов на море. Фактически, некоторые густонаселенные регионы – такие как Южная Корея и Индонезия – уже рассматривают плавучие фотоэлектрические системы как третий вид солнечных электростанций (наряду с установками на крышах и на земле). В свою очередь, в Европе (где плотность населения также высока) одну из центральных ролей в энергетическом переходе играют морские ветряные электростанции. Однако даже расположение на море полностью не исключает конфликтов с конкурирующими сферами (такими как рыболовство, охрана морской среды, судоходство и туризм). В настоящее время конкуренция в сфере землепользования не является серьезным препятствием для устойчивого развития энергетики в Казахстане, учитывая большую площадь территории и низкую плотность населения страны, однако в перспективе она может стать значимым фактором вблизи крупных городов.

2.3.3 Прозрачность

Обмен информацией зарекомендовал себя в качестве высокоэффективного способа реагирования на проблемы энергетической безопасности. Например, в 1974 году – в ответ на арабское нефтяное эмбарго, которое привело к острой нехватке нефтепродуктов и резкому росту цен – США, Канада, Япония и ряд европейских стран создали МЭА. В то же время нехватка точных данных о ценах и объемах предложения (поставок) осложняла усилия правительств по выработке политики и эффективному реагированию на кризис. Урок, извлеченный из этой ситуации, был очевиден: «хорошие данные позволяют рынкам функционировать, предотвращают панику и сдерживают спекуляцию, которая усугубляет скачки цен, волатильность и дефицит».[38] В последующие десятилетия данные по энергоресурсам, предоставляемые такими крупными международными организациями, как МЭА, ОПЕК, Международный газовый союз и Всемирная ядерная ассоциация, помогали членам правительства, представителям промышленности и потребителям принимать грамотные и обоснованные решения относительно объемов производства, спроса и запасов, а также их влияния на цены. Экономика чистой энергетики потребует такой же прозрачности и обмена информацией в том, что касается критически важных минералов, водорода, аммиака и оборудования для ВИЭ.

2.4 Энергетическая (не)стабильность и темпы энергетического перехода

В текущих условиях (восстановления экономики после пандемии, а также дестабилизации и переориентации глобальных цепочек поставок) ведутся активные дебаты по поводу того, приведет ли новая ситуация «энергетической нестабильности» к замедлению или, наоборот, к ускорению темпов энергетического перехода. Приступая к рассмотрению данного вопроса, следует прежде всего отметить, что взаимоотношения между реализуемыми в разных странах политическими программами, целью которых является укрепление внутренней энергетической безопасности, и текущими мерами, направленными на переход к низкоуглеродным энергосистемам для борьбы с изменением климата, многогранны и сложны, а их результаты иногда вступают в противоречие друг с другом.

Еще один непростой момент связан с широко распространенным (неверным) представлением об энергетическом переходе и о том, как (по мнению многих) он должен происходить. В исторической перспективе энергетические переходы глобального масштаба (например, от древесины к углю, а затем от угля к нефти) были длительными – на их полное завершение уходили многие десятилетия, а иногда и более века. Тем не менее, за период с момента принятия в

37 См. "Trading Coal for Sunlight, Power Plants Get New Life," *New York Times*, 16 July 2022 [«Замена угля на солнечный свет – электростанции получают новую жизнь», *New York Times*, 16 июля 2022 г.].

38 Bordoff and O'Sullivan, "The Age of Energy Insecurity" [Бордофф и О'Салливан, «Эпоха энергетической нестабильности»].

1997 году Киотского протокола, который служит развитию Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН, принятой в 1992 году) и возлагает на подписавшие его страны конкретные обязательства по сокращению выбросов, активисты – считая, что необходимость принятия мер в ответ на изменение климата носит безотлагательный характер – быстро добились введения более строгих целевых показателей и сроков сокращения выбросов. Помимо того, что довольно туманная цель по недопущению повышения средней глобальной температуры более чем на 2°C (по сравнению с доиндустриальным периодом) – намеченная на Конференции по климату в Париже в 2015 году – впоследствии была заменена на более жесткий показатель на уровне 1,5°C (который ранее считался лишь желательным, а теперь провозглашается необходимым для предотвращения катастрофических последствий изменения климата), был также впервые объявлен крайний срок (2050 г.) выхода на нулевой баланс выбросов углерода для достижения поставленной цели.[39]

При обеспокоенности по поводу этой проблемы упускается из виду, что, по имеющимся оценкам, мировая температура уже повысилась на 1,2°C по сравнению с доиндустриальным периодом, и еще одно десятилетие с выбросами на текущем (или близком к текущему) уровне приведет к полному расходу оставшегося «углеродного бюджета» (расчетной квоты допустимого объема будущих выбросов парниковых газов), соблюдение которого необходимо для того, чтобы не превысить пороговый показатель 1,5°C. В настоящее время шансы непревышения заданного целевого уровня (1,5°C) крайне малы – базовый сценарий S&P Global «Переломный этап» (Inflections) предполагает потепление на 2,4°C к 2100 году – учитывая, что две самые густонаселенные страны мира (и крупные источники выбросов) планируют выход на нулевой баланс выбросов не ранее 2060 года (Китай) и 2070 года (Индия).[40] Задача усложняется еще и тем, что на планах по ограничению эмиссий все более серьезно отражаются природные явления, предположительно связанные с изменением климата – такие как лесные пожары и выбросы метана в результате таяния вечной мерзлоты.[41]

Подводя итог, можно сказать, что выход на нулевой баланс выбросов будет чрезвычайно сложным процессом, который займет несколько десятилетий и потребует кардинальных перемен в использовании энергоресурсов, технологиях и политике в течение ближайших тридцати лет. Менее амбициозное и, вероятно, более реалистичное видение энергетического перехода заключается в том, что его можно считать состоявшимся, когда на долю углеводородов приходится менее 50% первичных энергоресурсов - при этом подразумеваются более постепенные изменения, чем в настоящее время принято полагать необходимым, и более существенная *адаптация* к изменению климата, чем рассматривается на данный момент.

Несмотря на сложности, связанные с формированием долгосрочной концепции энергетической безопасности и энергетического перехода, имеющиеся факты придают уверенности в том, что переход к более широкому использованию возобновляемой энергетики (ветра и солнца) будут фундаментально укреплять энергетическую безопасность. Например, на Западе ранее уже звучали высказывания – во время эмбарго на поставки арабской нефти в 1970-х на фоне широкой озабоченности предполагаемыми ограничениями и истощением поставок нефти в мире – характеризующие переход к возобновляемой энергетике как ключевую составляющую в решении проблем. Как было нами отмечено в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*:[42]

> Своего рода предвестником энергетического перехода в его текущей форме [2021] – направленной на декарбонизацию – стали опасения по поводу *энергетической безопасности и доступа к энергоресурсам,* возникшие еще в XX веке. И даже совсем недавно, в первом десятилетии XXI века, было широко распространено мнение о том, что мировые ресурсы углеводородов ограничены, и существует угроза их нехватки в обозримом будущем, учитывая – казалось бы – непрекращающийся рост спроса (в частности, на фоне опасений по поводу выхода на «пик нефтедобычи»). Помимо этого, неравномерное распределение ископаемых энергоресурсов между странами мира рассматривалось как наличие незыблемого экономического преимущества у так называемых «нефтегазовых держав» по сравнению со странами, не наделенными богатыми запасами нефти и газа. Согласно этой точке зрения, переход на возобновляемые источники энергии – такие как энергия ветра и солнца – которые распространены повсеместно (и, к тому же, являются безуглеродными), открывал путь к преодолению как нехватки энергоресурсов, так и их неравномерного распределения по площади земного шара. Однако сейчас эти более традиционные мотивы, послужившие импульсом к энергетическому переходу – а именно, стремление обладать достаточными и неистощимыми запасами энергоресурсов, которые позволяют обезопасить себя от разнообразных политических манипуляций – отходят на второй план. А на первый план выходит более насущная необходимость – реализация мер по противодействию *изменению климата*…

Считается непреложным, что энергетический переход в *долгосрочном плане* способен укрепить энергетическую безопасность посредством диверсификации источников поставок и поставщиков. Транспортная отрасль, например,

39 2050 год закрепился в качестве крайнего срока после публикации в 2018 году доклада РКИК ООН, где было указано, что, по имеющимся расчетам, для достижения цели по непревышению уровня 1,5°C потребуется выход на нулевой баланс выбросов примерно к середине текущего столетия (*The Economist*, 5 ноября 2022 г.).

40 S&P Global Commodity Insights, Strategic Report, Energy and Climate Scenarios, *Inflections (2023-50): The S&P Global Commodity Insights base-case view of the energy future,* July 2023, p. 3 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор, Сценарии в области энергетики и климата *«Переломный этап (2023-50 гг.): базовый сценарий перспектив энергетики S&P Global Commodity Insights»,* июль 2023 г., стр. 3].

41 В частности, по имеющимся оценкам, выбросы углерода в атмосферу из-за лесных пожаров на фоне засухи в Калифорнии в 2020 году в два раза превысили объем сокращения таких выбросов, обеспеченный за счет реализации всех политических программ по декарбонизации за период 2013-19 гг. в указанном штате. Аналогичным образом, объем выбросов CO_2 в результате лесных пожаров в Северной Америке и Евразии в 2021 году оказался больше официально зарегистрированного объема таких выбросов в любой отдельно взятой стране за исключением Китая, США и Индии (Дэвид Уоллес-Уэллс, «Печальный климатический урок канадских лесных пожаров: какими бы ни были наши планы по контролю выбросов, они больше не зависят только от людей», *The New York Times Magazine,* 30 июля 2023 г.).

42 *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год,* стр. 45.

большая часть которой использует нефть, станет менее уязвимой к перебоям в поставках топлива в мире, где большинство транспортных средств используют электричество, которое может вырабатываться из различных источников. Помимо этого, больший уровень электрификации в мире сделает его менее подверженным перебоям в импортных потоках, к которым приводят межгосударственные споры, и авариями в критически важных географических точках.[43] Однако, на самом деле, существующая реальность устроена гораздо сложнее: переход как процесс подразумевает замену одного перечня вопросов безопасности на другой.

В особенности, что касается ближайшего будущего, во многих случаях кажется, что энергетический переход как раз в своем начальном или среднем этапе может привести к ослаблению энергетической безопасности. Вместе с замедлением спроса на нефть с последующим его глобальным угасанием, добыча нефти в мире будет больше концентрироваться в меньшем количестве государств, где прирост и восполнение добычи осуществляется с наименьшей себестоимостью (что помимо этого, как правило, подразумевает одновременно и самый низкий углеродный след). Поскольку многие такие страны расположены на Ближнем Востоке, доля добычи, приходящаяся на группу стран OPEC+ увеличится, по некоторым подсчетам, с текущих 45% до 57% к 2040 г.[44] Однако следует отметить, что переход к экономике с нулевым балансом выбросов в энергетике не устранит проблем в сфере энергетической безопасности, поскольку географическая концентрация производства и переработки минерального сырья для экологически чистой энергетики еще выше, чем в случае с производством углеводородов.

В текущих условиях дестабилизации и переориентации глобальных цепочек поставок ведутся активные дебаты по поводу того, приведет ли новая ситуация «энергетической нестабильности» к замедлению или, наоборот, к ускорению темпов энергетического перехода.[45] В настоящее время многие признаки указывают на то, что обеспокоенность проблемами энергетической безопасности *ускоряет* такой переход. Произошедшие в 2022-23 гг. нарушения в цепочках поставок энергоресурсов привели к росту цен на ископаемое топливо, что способствовало повышению стоимостной конкурентоспособности ВИЭ, тем самым ускорив как приток частных инвестиций, так и принятие законодательных актов общегосударственного масштаба в данной сфере – например, Закона о снижении инфляции (Inflation Reduction Act; IRA) в США в 2022 году. Глобальные капиталовложения в проекты ветряной и солнечной энергетики выросли с 357 млрд долл. в 2021 году до 490 млрд долл. в 2022 году, впервые превысив объем инвестиций в разработку нефтегазовых месторождений. Дополнительными признаками того, что развитие низкоуглеродной энергетики переживает этап активизации, может служить перечень следующих событий:

- ***США.*** Закон о снижении инфляции выделяет 386 млрд долл. в виде налоговых льгот (кредитов) и субсидий на проекты ВИЭ и прочие технологии «зеленой» энергетики на период в 10 лет. Такой протяженный срок избавляет потенциальных инвесторов от переходящей из года в год неопределенности, связанной с наличием финансирования. С момента принятия закона было объявлено о планах строительства ста новых производств с чистой энергетикой или расширении существующих с общими инвестициями, превышающими 70 млрд долл., а также о планах строительства новых мощностей производства электричества на основе ВИЭ на 96 ГВт.[46]
- ***Европейский Союз (ЕС).*** ЕС планирует выделить не менее 270 млрд долл. на финансирование компаний, реализующих проекты экологически чистой энергетики [компаний чистой энергетики], и перенес свою цель по двукратному увеличению установленных мощностей солнечной энергетики на более ранний срок – с 2030 года на 2025 год.
- ***Китай.*** 14-й пятилетний план КНР, обнародованный в конце декабря 2021 г., впервые упоминает цель по доле ВИЭ в производстве электричества (33% к 2025 г.).
- ***Япония.*** Япония реализует новый план «зеленой трансформации» (10 Февраля 2023 г.), который включает в себя более широкое использование ядерных, водородных и других низкоуглеродных технологий.
- ***Глобальные мощности ВИЭ.*** По расчетам МЭА, глобальные мощности производства электроэнергии на основе ВИЭ более чем удвоятся в период с 2022 по 2027 гг., что на 30% превышает расчеты агентства 2021 года. Ожидается, что ВИЭ к 2025 г. станут самым крупным источником производства электроэнергии в мире, потеснив уголь на второе место.[47]

В более широком смысле, согласно Фатиху Биролю, Исполнительному Директору МЭА: «Примечательно то, что многие из этих новых безуглеродных целей, обусловлены не климатическими соображениями. Все чаще основными факторами являются *энергетическая безопасность* [курсив добавлен], а также промышленная политика…».[48]

Тем не менее, вышеуказанные факторы не являются исключительно однонаправленными: в некоторых странах обеспокоенность проблемами энергетической безопасности очевидным образом тормозит переходный процесс. Одним из первоочередных примеров в данном случае является негативная реакция развивающихся стран (особенно в Африке) на нежелание институтов развитых стран поддерживать расширение использования природного газа, объем выбросов от которого намного меньше по сравнению с традиционными видами топлива, от использования которых в настоящее время постепенно отходят. Развивающиеся страны считают, что такой явный односторонний упор на снижение выбросов в странах с развитой экономикой в их случае должен уравновешиваться другими неотложными приоритетами – здравоохранением, борьбой с бедностью и экономическим ростом. В краткосрочной перспективе их попытки не позволить «лучшему стать врагом хорошего» преследуют цель повысить их потребление природного газа, чтобы дышать более чистым воздухом, содействовать экономическому развитию и созданию рабочих мест, а также во многих случаях избавиться от выбросов и загрязнения как

43 Bordoff and O'Sullivan, *"The Age of Energy Insecurity"* [Бордофф и О'Салливан, *«Эпоха энергетической нестабильности»*].

44 Журнал *The Economist*, 26 марта 2022 г.

45 Журнал *The Economist*, 18 февраля 2023 г., стр. 64.

46 Газета *New York Times*, 18 июля 2023 г.

47 Газета *New York Times*, 7 декабря 2022 г.

48 Газета *New York Times*, 28 октября 2022 г.

следствия сжигания угля и биомассы, на которые приходится наиболее интенсивные выбросы углерода в атмосферу.

Таким образом, две эти проблемы энергетики (безопасность и переход) не могут рассматриваться как обособленные вопросы по принципу «либо одно - либо другое». Они неотделимы друг от друга. Лица, ответственные за принятие политических решений, обязаны обновить свои подходы и методы, дабы учесть новые риски, проистекающие из сложившейся менее безопасной энергетической обстановки. «Так поступить – не значит позволить себе отвлечься от решения проблем климатических изменений; напротив, эти решения без такого подхода неосуществимы. Без него кризисы в энергетике сведут на нет стремление к безуглеродному будущему».[49]

2.5 Международные (экстерриториальные) механизмы снижения выбросов и их потенциальное воздействие на Казахстан

Парижское соглашение по климату было подписано во время 25-й конференции сторон Рамочной Конвенции ООН по Климатическим Изменениям (КС-21) в Париже 12 декабря 2015 г. 196 стран-участниц приняли обязательства ограничить повышение средней глобальной температуры в пределах 2°C над доиндустриальным уровнем через механизм Определяемых на Национальном Уровне Вкладов в сокращение выбросов парниковых газов и создание системы, в рамках которой богатые развитые страны будут оказывать финансовую поддержку усилиям по декарбонизации в развивающихся государствах. Дополнительным, подвергшимся меньшей огласке достижение парижского соглашения был тот факт, что оно сформировало основы для развития схем или механизмов *экстерриториального* сокращения выбросов. Говоря точнее, статья 6 парижского соглашения обозначает совместные «экстерриториальные» подходы, которыми могут следовать страны-участницы, чтобы расширить охват своих политических решений по климату за пределы национальных границ. Примером данного подхода является то, что 16 мая 2023 г. в ЕС вступил в силу механизм трансграничного углеродного регулирования (МТУР или CBAM).

2.5.1 Механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM)

Механизм трансграничного углеродного регулирования ЕС преследует одновременно несколько целей: (а) побуждать страны, экспортирующие товары на рынок ЕС задействовать меры и стратегии ЕС по сокращению выбросов ПГ в производстве таких товаров; (б) защищать промышленных производителей стран-членов ЕС от «несправедливой» конкуренции с импортируемы товарами, произведенными вне следования таким стратегиям по сокращению выбросов; и (в) предотвращать «утечку углерода» из ЕС – перемещение европейских производств в страны с менее строгими углеродными режимами (либо в результате физического перемещения производственных мощностей за границы ЕС, либо потери доли рынка в пользу «более грязных» производителей вследствие закрытия европейских мощностей). В этом смысле CBAM является первым экстерриториальным механизмом, который учитывает выбросы углерода, сопряженные с товарами на международном рынке. Будучи первым подобным механизмом в своем роде, реализация CBAM является комплексной и нелегкой задачей, обоснованность и эффективность которой является предметом пристального внимания со стороны промышленности, сторонников климатической политики, государственных чиновников и международного делового сообщества, не исключая вероятности судебных претензий со стороны ведущих государств-экспортеров в рамках Всемирной Торговой Организации (ВТО).

В *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* мы смогли рассмотреть первый проект CBAM, подготовленный Европейской Комиссией в июле 2021 г. для целей начала внутреннего обсуждения среди государств – членов в преддверии его официального принятия.[50] Теперь, когда CBAM уже вступил в силу (далее – «действующий CBAM»), а его пилотный этап запланирован к старту на 1 октября 2023 года, будет полезно провести обзор его действующих положений и понять, каким образом менялись взгляды ЕС на их функциональность со времени принятия проекта документа в 2021 г. Несмотря на то, что базовая сфера охвата и функции CBAM остаются неизменными в широком смысле, существуют некоторые важные различия. Это добавляет ясность в отношении понимания сферы охвата и графика реализации CBAM, а также его последствий для стран, планирующих экспорт углеродоемких товаров на рынок ЕС.

2.5.1.1 Сфера охвата (типы выбросов и отрасли промышленности)

Перечень парниковых газов, согласно действующему CBAM, включает типы, перечисленные в сегодняшней системе торговли выбросами ЕС (СТВ ЕС или ETS EU): диоксид углерода (CO_2), перфторуглеводороды (PFC) и оксид азота (N_2O).[51] Несмотря на то, что в проект 2021 г. были включены только прямые выбросы (Сфера Охвата 1) – выбросы, являющиеся прямым следствием производственного процесса, создающего экспортный товар – действующий CBAM в случае с некоторыми отраслями сегодня включает и «косвенные выбросы» (Сфера Охвата 2).[52] Важно заметить,

49 Bordoff and O'Sullivan, *"The Age of Energy Insecurity"* [Бордофф и О'Салливан, *«Эпоха энергетической нестабильности»*].

50 *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год*, стр. 52-54 [в русскоязычной версии: 54-56].

51 https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en#sectors--gases-covered. CBAM также включает и все эти газы, хотя и представляется, что выбросы N_2O будут включены только в импорт удобрений.

52 Выбросы Сферы Охвата 2 – это косвенные выбросы ПГ, связанные с покупкой и использованием электроэнергии, пара, тепла и охлаждения в рамках производственного процесса по месту производства. Ожидается, что косвенные выбросы будут включены только для импорта цемента и удобрений на основе методологии, которую предстоит выработать во время пилотного этапа действующего CBAM. https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en.

что сфера охвата ныне действующего CBAM была расширена по сравнению с его проектом 2021 г. Хотя последний и включал в себя 5 отраслей – производство электричества цемента, удобрений, алюминия и чугуна из стали – в действующий CBAM сегодня добавились водород, аммиак и продукция из чугуна и стали, являющаяся следующим этапом передела после стали. Добавление водорода и аммиака несомненно обусловлено желанием политиков ЕС защитить такие свои развивающиеся отрасли, использующие электроэнергию от ветро- и солнечной генерации от конкуренции с импортом, использующим ископаемое топливо.[53] Политики ЕС предусмотрели возможность дополнительной настройки сферы охвата CBAM в его пилотном этапе, который будет предшествовать началу активному (платному) этапу программы (см. ниже).

2.5.1.2 Механизм и график реализации

Изначальный проект CBAM призывал к его поэтапной реализации, согласно которой пилотный этап (предполагавший лишь отчетность о выбросах) начинался с 1 января 2023 г. и вступал в полную силу («активный этап») 1 января 2026 г. Действующий CBAM в целом следует этому общему графику, только с отставанием в несколько месяцев до старта пилотного этапа 1 октября 2023 г. Во время активного этапа экспортеры в ЕС получат бесплатные квоты в виде «сертификатов CBAM» (квоты на выбросы ПГ, каждая эквивалентная 1 тонне CO_2-экв.), действующих в течение одного года. Экспортеры, получившие вышеупомянутые товарные квоты на выбросы должны будут приобрести дополнительные сертификаты в целях компенсации.[54] Экспортеры смогут получать кредиты/компенсации углеродных платежей, осуществленных ими в своих странах (в форме углеродного налога или платежей по системе торговли выбросами (ETS)).

Предоставление отчетов и расчеты/компенсации будут происходить ежегодно, и следовать процедуре, аналогичной проекту 2021 г. Экспортеры должны вести подробный учет своих выбросов в целях последующей отчетности или в расчете своих выбросов принимать «вмененные показатели», соответствующие 10% компаний в ЕС в той же отрасли, которые в своей отчетности указали наивысший уровень выбросов на единицу выработки.

В период активного этапа доля бесплатных квот будет постепенно снижаться с тем, чтобы количество приобретаемых сертификатов постепенно возрастало: изначально импортеры должны будут покупать сертификаты на 2,5% своих выбросов (2026 г.) с последующим увеличением до 100% к 2034 г. Такой график постепенного сокращения бесплатных квот сочетается с постепенной отменой схожих бесплатных квот на выбросы ПГ в системе торговли выбросами ЕС (ETS) и их полной отменой (2034 г.)[55] примерно на два года ранее, согласно действующему CBAM, чем срок, упомянутый в проекте CBAM 2021 г. (2036 г.) – еще один пример озабоченности вопросами энергетической безопасности, ускоряющей процесс энергетического перехода.

2.5.1.3 Льготы

Проект CBAM 2021 г. содержал льготы для стран, чьи системы торговли выбросами (СТВ) были интегрированы или иным образом связаны с СТВ ЕС (Исландия, Норвегия, Лихтенштейн, Швейцария и малые оффшорные территории ЕС). В прочих случаях предполагалась возможность заключения дополнительных двусторонних соглашений для отслеживания и вычета углеродных издержек в системах учета выбросов таких соседних с ЕС торговых стран-партнеров. В соответствии с этой логикой, подобный механизм должен был быть применен к Великобритании, чей углеродный рынок близко соответствует Европейской СТВ. Однако, в действующем CBAM льготы, как утверждается, касаются лишь стран, имеющих «четко определенную цену углерода», что оставляет широкое поле для интерпретаций.

2.5.1.4 «Контрольный список» сферы охвата

В проекте 2021 г. химикаты, не являющиеся удобрениями, и продукты нефтепереработки были включены в списки промышленной продукции, которая могла быть добавлена в сферу охвата CBAM в будущем. Действующий CBAM добавляет некоторую ясность к пониманию того, какие отрасли и как скоро могут быть охвачены его механизмами. Есть некоторый настрой в пользу того, чтобы сначала расширить действие CBAM на побочную продукцию или полуфабрикаты, производимые некоторыми из уже включенных в CBAM отраслей (каолинит, ферросплавы, агломерированная железная руда), а также на продукцию органической химии с последующим вероятным охватом полного отраслевого списка в СТВ ЕС к 2030 г.[56] Он будет включать широкий диапазон отраслей, не подпадающих под действие CBAM в настоящий момент, включая продукты нефтепереработки, цветные металлы, керамические изделия, целлюлозно-бумажную продукцию, органическую химию и морской транспорт. Однако в настоящее время CBAM находится на довольно ранней стадии формирования, и его конечные очертания еще предстоит определить.

2.5.1.5 Последствия для торговли Казахстана

В *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* мы попытались сформулировать примерное понимание масштаба влияния реализации CBAM на экономику Казахстана, рассматривая экспортные товары в категориях, включенных в проект CBAM с учетом имеющейся внешнеторговой статистики Казахстана в годы, непосредственно предшествующие докладу (2018 и 2019 гг.). Тогда мы пришли к выводу, что непосредственный эффект на Казахстан был довольно скромным: только товарный объем в 193 млн долл., отправленный на экспорт в Европу (все европейские страны, не только страны-члены ЕС) подпадал под действие CBAM, что составило менее 1% от общей стоимости экспорта Казахстана в ЕС (24,8 млрд долл. в 2019 г.). Мы повторили этот анализ по 2023 году, используя категории, упомянутые в действующем CBAM на 2022 г.; однако последствия

53 Обзор *Argus Non-Ferrous Metals*, 13 декабря 2021 г., стр. 25.

54 В целях упрощения описательной части текст приводится в редакции, описывающей экспортера, несущего затраты, связанные с соответствием техническим и юридическим требованиям в ситуации, когда фактическая оплата будет производиться (тем или иным путем) стороной в ЕС, организующей импорт товаров.

55 S&P Global Regional Integrated Insight, CBAM: Europe agrees carbon tax for importers of selected products, 16 January 2023 [S&P Global Regional Integrated Insight, *«CBAM: Европа согласовывает углеродный налог для импортеров в рамках выборочного списка товаров»*, 16 января 2023 г.].

56 Обзор *Argus Non-Ferrous Metals*, 13 декабря 2021 г., стр. 25.

внедрения данного механизма для Казахстана представляются вполне приемлемыми: в 2022 году во все страны (не только в ЕС) было экспортировано товаров, подпадающих под действие CBAM, на сумму 2,5 млрд долл., что составляет лишь около 3% от совокупной стоимости казахстанского экспорта в целом – более того, основная часть этих товаров фактически экспортировалась в соседние страны, а в ЕС шла лишь небольшая их доля.

2.5.2 Другие экстерриториальные механизмы снижения выбросов

Хотя CBAM и является первым экстерриториальным механизмом снижения выбросов, учитывающим углеродные выбросы, являющиеся неотъемлемой составляющей производства товаров международной торговли, он вряд ли будет являться единственным. Международная торговля рассматривается в качестве ключевого средства в охвате климатической политикой государств за рамками национальных границ. Как следствие, политика в области климата все чаще вступает в противоречие с глобальной торговой системой, сложившейся после второй мировой войны, конструкция которой была направлена на снятие торговых барьеров под эгидой ВТО и связанными с ней институтами. Эта система привела к расширению торговли на основе сравнительных преимуществ и проистекающих из них производственных издержек; она не учитывала природоохранные затраты на борьбу с выбросами ПГ.

В сложившейся ситуации с усилившимися геополитическими неопределенностями проблемы климата (порой в сочетании с вопросами национальной безопасности) ведут к принятию странами новой национальной торгово-промышленной политики: (а) меры по стимулированию развития новых безуглеродных технологий и отраслей (например, налоговые льготы и субсидии для электромобилей, аккумуляторов, и безуглеродная добыча полезных ископаемых в Законе о Снижении Инфляции США 2022 г.); и (б) импортные тарифы, чтобы наказать производителей товаров за высокие выбросы ПГ, в целях защиты отечественной промышленности от конкуренции, либо и для того, и для другого (CBAM). Такая новая торгово-промышленная политика смогла обеспечить себе значительную внутреннюю политическую поддержку, заполучив сторонников как среди выступающих за более жесткую климатическую повестку, так и среди призывающих к защите занятости и промышленной активности от кажущихся им внешних угроз (например, конкуренция со стороны Китая в случае с США).

Глобальное соглашение об устойчивом производстве стали и алюминия (далее – GASSA) является первой конкретной инициативой после CBAM по которой в настоящий момент ведутся переговоры. В ее рамках группа стран (в данном случает США, ЕС и схожие с их воззрениями страны, такие как Великобритания и Япония) предлагают ввести тарифы на импорт стали, алюминия и производных от них товаров из стран, в которых производство такой продукции приводит к выбросам ПГ сверх определенного порога. США и ЕС вели переговоры по предлагаемому соглашению с 2021 г. Последние новости указывают на достижение достаточного прогресса и что окончательное решение ожидается к октябрю 2023 г.[57] Несмотря на то, что звучали утверждения о том, что выработка методологии оценки углеродного следа этими отраслями вызывало затруднения, похоже что уже используемые в рамках CBAM методы оценки соответствия требованиям этими отраслями предлагают решение, которым можно руководствоваться в будущем. GASSA предлагает уровневую систему тарифов. Если конкретно, страны-члены GASSA, которые обязаны будут документировать соответствие прописанным в соглашении нормам выбросов, не будут платить тарифы; импорт стали и алюминия из других стран будет рассчитываться по возрастающей шкале в зависимости от их выбросов. Как в случае с CBAM, предполагается, что нормы и стандарты выбросов GASSA со временем будут ужесточаться, чтобы способствовать этим дальнейшему прогрессу в сокращении выбросов.

В сложившейся геополитической обстановке возможны появления подобных отраслевых климатических и торговых договоренностей между объединенными общими интересами странами, учитывая отсутствие положительной динамики в случае с более всеобъемлющими международными торговыми договорами (как по географическому, так и по отраслевому признаку). Если, например, удастся привести в действие договоренности по алюминию и стали между США и ЕС, то не покажется невозможной перспектива, в которой будущие переговоры могут охватить другие активно торгуемые товары в рамках CBAM (например, цемент, удобрения или водород).

2.6 Сколько будет стоить энергетический переход?

Один из наиболее важных вопросов с точки зрения национальной безопасности касается общей стоимости энергетического перехода и его потенциального воздействия на экономические показатели, заработную плату и уязвимые (социально незащищенные) слои населения. Обеспокоенность, связанная с совокупными затратами на переход, является действительно актуальной проблемой и, возможно, самым серьезным препятствием на пути к достижению политического консенсуса по реализации стратегии нулевого баланса выбросов углерода. Это очень многосложный вопрос; если полностью невозможно, то как минимум затруднительно сформулировать ответы с высоким уровнем точности и конкретики. Однако, аналитики старались рассмотреть этот вопрос на примере такой страны как США. Параллельно с этим аналитики в Германии и Казахстане совместно проделали схожий анализ в отношении Казахстана.[58] Их выводы как минимум проливают некоторый свет на широкий диапазон издержек на пути к безуглеродному результату и помогают определить промышленные группы и отрасли, которые могут подвергнуться наибольшему

57 Газета *New York Times,* 4 октября 2021, 8 декабря 2022 г., 11 марта 2023 г.

58 Что касается Соединенных штатов, приведенные в этой части Доклада мнения основаны на обзоре S&P Global, Global Power and Renewables, Executive Briefings *US Energy: Costs of achieving a net-zero transition across the US economy,* 13 June 2023 [S&P Global Глобальная Энергетика и ВИЭ, Executive Briefings *Энергетика США: Издержки достижения безуглеродного перехода всей экономикой США,* 13 июня 2023 г.]. В случае с Казахстаном основным документом в этом анализе является подготовленный аналитический обзор центра DIW Econ GmbH и Астанинским представительством Немецкого Общества Международного Сотрудничества (совместно с федеральным министерством Германии по Охране Окружающей Среды и Природы и Ядерной Безопасности), *Казахстан: безуглеродное будущее к 2060 г. – Долгосрочная Стратегия Казахстана по достижению низких выбросов парниковых газов,* 19 сентября 2021 г.

воздействию. Следует сразу обозначить, что приведенные здесь издержки основаны на гипотетических прогнозах безуглеродных исходов в рамках особых вероятностей; они не являются наиболее возможными будущими результатами. Мало в мире стран, если есть вообще, которым удается выдерживать график принятых безуглеродных обязательств и достижение цели ограничения глобального потепления в 1,5℃ сверх доиндустриальных уровней, уже сегодня воспринимаемые многими как недостижимые.

2.6.1 Расчетные затраты для США

В анализе по США использовался разработанный S&P Global сценарий Fast Transition® («Быстрый переход»), за основу для которого в качестве исходных данных были взяты изменения в производстве и потреблении энергоресурсов, необходимые США для выхода на нулевой баланс выбросов углерода к 2050 году. При этом рассчитывались три базовых составляющих затрат:

- прямые затраты потребителей на энергоресурсы;
- сопутствующие социальные (общественные) издержки, которые несет население, в том числе:
  - прямые затраты/издержки на покупку электромобилей и тепловых насосов, а также налоговые выплаты граждан, идущие на обеспечение субсидий и стимулов в области экологически чистой энергетики,
  - прямые затраты/издержки, связанные с переподготовкой работников, лишившихся рабочих мест на предприятиях индустрии ископаемого топлива,
  - косвенные издержки, связанные со снижением выбросов углерода;
- корпоративные инвестиции в инфраструктуру экологически чистой энергетики – прежде всего в электроэнергетическую сеть.

2.6.1.1 Прямые издержки потребителей на энергоресурсы возрастают в условиях нулевых выбросов, но лишь ненамного в случае США

Важное допущение в основе сценария «Быстрый Переход» указывает, что сложившаяся ситуация с повышенной волатильностью цен на энергоресурсы в 2022-23 гг. не является «нормальной». Если рассмотреть некий «общий счет», подлежащий оплате конечными пользователями, в 2023 г. все энергопотребители США должны будут потратить около 1,7 трлн долл. на энергию во всех ее разнообразных формах конечного потребления, таких как электричество для домохозяйств и предприятий, природного газа, для внутреннего отопления и промышленных процессов, а также нефти для транспортной отрасли и промышленного сырья.[59] Это указывает на резкий рост по сравнению с недавними историческими значениями в 1,1 – 1,4 трлн долл. Как следствие, сценарий «Быстрый Переход» указывает на снижение прямых потребительских расходов с нынешнего повышенного уровня примерно до 1,3 трлн долл. (в реальном выражении) к 2026 г., годовые показатели которого указываются в качестве более приемлемой базы для сравнения с 2050 г.

Согласно сценарию «Быстрый Переход», *итоговый* спрос на энергоресурсы со стороны конечных потребителей снижается почти на 30% к 2050 году, а его структура претерпевает значительные изменения. Самым большим фактором этого снижения является переход от двигателей внутреннего сгорания к электродвигателям, использующим аккумуляторы и топливные элементы в транспортной отрасли, которые характеризуются гораздо большей эффективностью в точке своего конечного использования.[60] В частности, потребление электроэнергии вырастает на 67% и составит 42% от итогового энергопотребления в 2050 г. Потребление природного газа снизится на 34%, но продолжит играть значительную роль в 2050 году, обеспечивая 26% общего энергопотребления. Потребление нефти упадет на 87% и покроет лишь 8% общего энергопотребления 2050 г., в основном в специализированных сферах использования и в качестве промышленного сырья. Потребление водорода его конечными пользователями возрастает с незначительного на текущий момент уровня и к 2050 г. составляет 10% от общего энергопотребления.

Однако, экономия затрат, являющаяся результатом сокращения итогового спроса на энергоресурсы компенсируется переходом от относительно недорогих видов топлива, таких как уголь и природный газ, к относительно более дорогостоящим источникам энергии, таким как электричество и водород. Следовательно, начиная с 2026 г., указанного в качестве базового сравнительного периода, расходы потребителей на энергоресурсы вырастут (в реальном выражении) с уровня около 1,3 трлн долл. в год в 2020-х гг. до 1,4–1,5 трлн долл. в 2040-х гг. или на 8–15%. Прямые издержки на энергоресурсы для потребителей в значительной степени являются самой большой категорией затрат, обусловленной энергетическим переходом.

Изменения в общих затратах по отраслям довольно неоднородны. В то время как *издержки на электроэнергию* возрастают на 72% в период 2026-2050 гг., в основном вследствие повышения объемов реализации в результате процесса электрификации, издержки в *транспортной отрасли* снижаются примерно на 27%, реагируя тем самым на долгосрочный тренд в электрификации. Замещение бензина и дизеля водородом и биотопливом сдерживает дальнейшее снижение издержек транспортной отрасли. Затраты домохозяйств и предприятий снижаются примерно на 17% благодаря повышению эффективности в процессах электрификации. И, наоборот, по расчетным данным, начиная с 2026 г. издержки на энергоресурсы в *промышленности* вырастают на 21%, в основном из-за замещения природного газа и угля водородом.

59 В данном описании энергозатрат издержки со стороны домохозяйств/предприятий, промышленности и транспортной отрасли выражаются в стоимости потребленного топлива на уровне конечного пользователя. Стоимость электроэнергии у конечного пользователя выражается одним значением, отражающим межотраслевое обобщение. Учитывая их масштаб, общие энергорасходы экономики Соединенных Штатов выглядят значительными, но не впечатляющими по сравнению с общим уровнем экономической активности, и держатся на уровне 6-7% от ВВП США.

60 По большому счету такое снижение является следствием искажений в этапах бухгалтерской отчетности в энергетической отрасли, поскольку многие потери в энергоэффективности смещаются от конечных потребителей в сторону предшествующих друг другу переделов. В результате спрос на первичные энергоресурсы сокращается лишь на 7 % в период до 2050 г.

Важно иметь в виду, что основанные на ретроспективных оценках прогнозы энергозатрат (последних двух десятилетий), имели тенденцию к преувеличению фактических значений. Недавно проведенный анализ крупных энергетических моделей, использованных для пополнения данными статусных докладов, подготовленных Межправительственной Группой Экспертов по Изменению Климата (МГЭИК/IPCC) заключил, что такие модели систематически завышают будущие фактические издержки ключевых технологий в зеленой энергетике.[61] Ретроспективный анализ показал, что эти модели, построенные на чрезмерно консервативных допущениях в отношении затрат на начальное обустройство объектов ВИЭ, статистики их введения в эксплуатацию и набор используемых технологий, - не в состоянии полностью отразить скорость снижения издержек (экономику масштабов и вертикальную интеграцию), которая исторически сопровождала активное распространение и создание зеленых технологий; т.е. более чем 90%-ое снижение себестоимости солнечной и ветроэнергетики и в системах сохранения энергии с момента их коммерциализации в период с 1980-1990-х по настоящее время. В противовес этому так называемые модели кривой обучения, учитывающие стабильный процесс снижения издержек по мере распространения ВИЭ как правило демонстрируют более оптимистичные (меньшие по уровню) прогнозы затрат, которые тем не менее выглядят как содержащие более качественную прогнозную аналитику в отношении конкретного исторического периода.

2.6.1.2 Прямые социальные издержки компенсируются за счет косвенных

В ходе выполненного S&P Global анализа энергетического перехода в США рассматривались как прямые, так и косвенные социальные издержки. Если говорить о прямых социальных издержках, то общий сценарий предусматривает рост затрат на потребительские инвестиции до годового показателя на уровне 44 млрд долл. в 2050 году (с выходом на пиковую отметку на уровне 174 млрд долл. в 2036 году) – в основном за счет чистой стоимости приобретения экологически чистых электромобилей (CEV) после истечения срока действия льгот по таким транспортным средствам в 2035 году. Другие прямые социальные издержки (такие как расходы налогоплательщиков, связанные с государственными льготами и компенсациями) увеличатся до годового показателя на уровне 179 млрд долл. в 2050 г., достигнув пика на отметке 233 млрд долл. в 2040 г. (Рисунок 2.2 «Социальные издержки на энергоресурсы за исключением розничных затрат»).

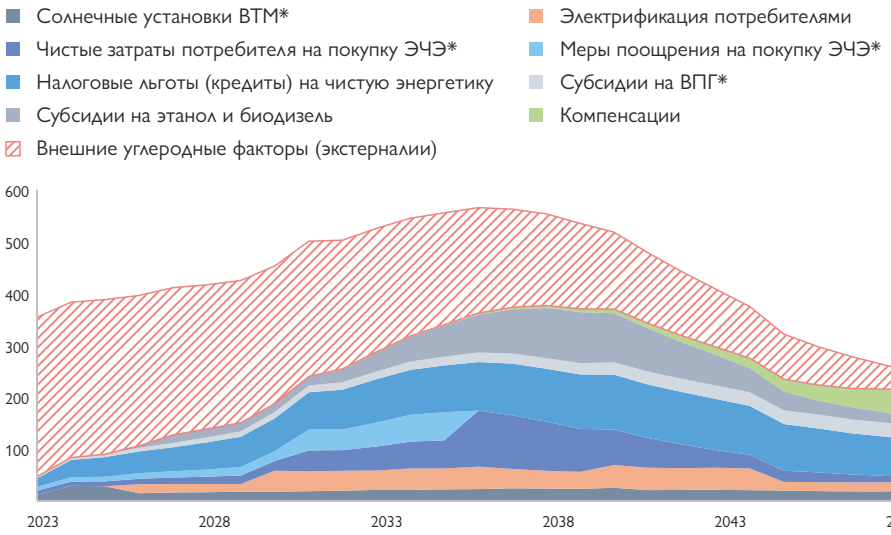
К прочим прямым социальным издержкам относятся затраты на переподготовку и новое трудоустройство работников, лишившихся рабочих мест в индустрии ископаемого топлива (т.е. на угледобывающих, нефтедобывающих или газодобывающих предприятиях, НПЗ и электростанциях) в результате перехода на более экологически чистые виды энергоресурсов. В настоящее время в США насчитывается 900 000 таких работников, и на данный момент неясно, насколько простым или сложным для большинства из них окажется процесс переобучения и трудоустройства на новые рабочие места в сфере экологически чистой энергетики. Закон о снижении инфляции (IRA) призван предвосхитить эту проблему за счет предоставления налоговых льгот на сумму 4 млрд долл. компаниям, специализирующимся на экологически чистой энергетике, для инвестирования в новые проекты в «энергетических сообществах» – городах в регионах, где ведется добыча угля, нефти или газа, на которых сказывается закрытие объектов индустрии ископаемого топлива.[62] Однако эффективность данной программы еще предстоит проверить на практике, поскольку пока неизвестно, окажутся ли предусмотренные в ее рамках стимулы достаточными, чтобы мотивировать компании к вложению средств в такие сообщества, а не в другие объекты, расположенные ближе к центрам высокого и растущего спроса на электроэнергию.

Увеличение прямых социальных издержек будет компенсироваться снижением косвенных издержек (т.е. экологических издержек, обусловленных выбросами углерода), которые сократятся с 308 млрд долл. в 2023 году до нуля в 2050 году. Эти косвенные издержки или эффекты, связанные с выбросами углерода, также называемые «социальными издержками выбросов углерода», включают издержки от всех последствий изменения климата, в том числе (без ограничения) изменение чистого показателя продуктивности сельского хозяйства, последствия для здоровья человека, материальный ущерб из-за повышенного риска стихийных бедствий (таких как наводнения или лесные пожары), нарушения в работе энергосистем, риск конфликтов, экологическая миграция и стоимость экосистемных услуг. Хотя в 2050 году выбросы углерода все еще будут иметь место, они нивелируются покупкой углеродных компенсационных квот на сумму около 66 млрд долл. Соответственно, точка зрения на конъюнктуру совокупных социальных издержек энергетического перехода зависит от включения или невключения в их состав косвенных эффектов/издержек (т.н. «экстерналий»), связанных с выбросами углерода: если не учитывать такие экстерналии, социальные издержки на энергоресурсы предположительно вырастут на 17%, а если учитывать – социальные издержки на энергоресурсы предположительно снизятся на 3% по сравнению с 2026 годом. Таким образом, независимо от точки зрения и с учетом перехода потребителей на более дорогостоящие источники энергии, представляется, что энергетический переход (если он будет происходить в соответствии со сценарием «Быстрый переход») не приведет к росту совокупных затрат на энергоресурсы до непомерно высоких уровней.

61 Например, в модели, примененной МЭА в 2010 г прогнозировалось, что стоимость солнечной электроэнергии в 2020 г составит 260 долл. за мегаватт-час (МВт-ч), в то время как фактическая стоимость оказалась равной 50 долл./ МВт-ч. См. подробности в статье «Эмпирически обоснованные технологические прогнозы и энергетический переход», авторы Р. Уэй, М. Ивз, П. Мили и Дж. Д. Фармер, журнал *Джоуль*, том VI, вып. 9, 2022 г, стр. 2057-2082 и в статье «Modelling a Greener Future», журнал *The American Scientist*, том 111, вып. 4, июль – август 2023г., стр. 208-210.

62 Помимо этих льгот, IRA также предусматривает предоставление компаниям займов для перепрофилирования закрытых объектов индустрии ископаемого топлива под проекты чистой энергетики *(New York Times,* 12 июля 2023 г.).

Рисунок 2.2 Социальные издержки на энергоресурсы за исключением розничных затрат (млрд долл. в ценах 2021 г.)



Примечания: *ВПГ = возобновляемый природный газ, ЭЧЭ = экологически чистый электромобиль, ВТМ = собственная генерация потребителей: автономные солнечные установки, не учитываемые в диспетчерском графике (Behind-the-Meter).
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

2.6.1.3 Выход на нулевой баланс выбросов в электроэнергетике требует значительных дополнительных инвестиций

Капитальные затраты на электроэнергетическую инфраструктуру в США в период с 2023 г. по 2050 г. в соответствии со сценарием «Быстрый переход» составят около 7,1 трлн долл., что на 85% выше расчетного показателя в размере 3,7 трлн долл. согласно «Сценарию планирования» (Planning Case®) S&P Global, который предполагает сохранение текущего (стандартного) подхода к ведению деятельности. При этом ожидается значительно более высокий уровень инвестиций как в сеть электропередачи, так и в подключенные к электроэнергетической сети генерирующие объекты. В указанный период более 70% суммарного объема капитальных затрат в сфере выработки электроэнергии будет приходиться на долю ветряной и солнечной энергетики, а еще 14% – на аккумуляторные батареи.[63] В годовом исчислении дополнительные инвестиции в электроэнергетику (по сравнению с сохранением стандартного подхода), необходимые для достижения нулевого баланса выбросов к 2050 году, будут составлять примерно 90 млрд долл. в год.

2.6.2 Расчетные затраты для выхода на нулевой баланс выбросов в Казахстане

Применимость сценария, прогнозирующего потенциальные затраты США на достижение нулевого уровня выбросов, к ситуации в Казахстане имеет очевидные ограничения. Структура экономической активности и энергопотребления в двух странах существенно разнится. В США в структуре конечного спроса на энергию наибольшую часть занимает транспортный сектор (37%), за ним следуют промышленность (35%), жилищный сектор (16%) и коммерческое использование электроэнергии (12%). В Казахстане, напротив, наиболее значительными являются жилой (33%) и промышленный (32%) секторы, а транспорт играет гораздо меньшую роль (18%), вместе с коммерческим сектором (16%).[64] Структура топливного баланса в спросе на первичную энергию также различна: в США преобладают нефть (38% от общего спроса) и газ (32%), а в Казахстане - уголь (50%), нефть (18%) и газ (28%) используются наиболее широко.[65] Энергетический сектор является источником наибольшего количества выбросов ПГ в Казахстане. В настоящее время около 80% всех ежегодных выбросов ПГ в Казахстане связаны с энергетическим сектором, а в его рамках производство электроэнергии отвечает почти за половину (46%) от общего числа выбросов ПГ в Казахстане в 2022 г.; 87% выбросов энергетического сектора приходятся на угольные электростанции. Следовательно, переход с угля на природный газ или ВИЭ в сфере производства электроэнергии повлечет за собой существенное снижение выбросов ПГ в энергетике Казахстана, которое, однако, будет в определенной мере нивелироваться увеличением выбросов при транспортировке газа на электростанции. Еще одним фактором, отражающимся на стоимости достижения нулевого баланса выбросов в Казахстане (в отличие от США), является отсутствие в стране собственных мощностей по производству оборудования для возобновляемой энергетики (например, гондол для ветровых турбин или солнечных панелей), что означает необходимость в импорте, который обходится дороже.

63 При подходе к декарбонизации в соответствии со сценарием «Быстрый переход» увеличение инвестиций в распределение электроэнергии будет менее существенным, поскольку в этом случае влияние электрификации на пиковую нагрузку распределительной сети сводится к минимуму и вместо этого предполагается, что финальный «транш» декарбонизации будет реализован за счет компенсаций. Полная электрификация конечного потребления потребовала бы гораздо более высоких затрат на распределение электроэнергии.

64 Итоговая статистика спроса в США датируется 2021 г. (https://www.eia.gov/energyexplained/us-energy-facts/images/consumption-by-source-and-sector.pdf); статистика Казахстана приведена за 2022 г.

65 *Статистический обзор мировой энергетики BP*, 2022, стр. 9.

В совместном исследовании 2021 г. немецкие и казахстанские аналитики частично подсчитали затраты Казахстана на достижение нулевого уровня выбросов.[66] Его основные выводы аналогичны выводам анализа S&P Global для США и заключаются в следующем:

- Будущее, в котором уровень выбросов ПГ к 2060 г. достигает нуля, технически возможно и экономически достижимо.
- Однако, для достижения данной цели потребуются глубокие структурные изменения во всех отраслях экономики - от производства электроэнергии и промышленного сектора до строительной, транспортной отраслей, сельского хозяйства и землепользования. В частности, сюда также включается тщательное и глубокое преобразование энергетического сектора:
  - В 2060 г. доля газа составит почти 15% всего первичного производства электроэнергии (что не намного меньше уровня в 16% в 2022 г.), и на долю нефти примерно столько же (что меньше на 47% по сравнению с 2022 г.). Это значительно меньше, чем будет приходиться на долю ветро- и солнечной энергетики (72% в общем итоге, их доля вырастет экспоненциально с 1,5% в 2022 г.). Угольная энергетика практически полностью исчезнет (менее 0,1% общего первичного производства электроэнергии, по сравнению с 36% в 2022 г.).
- Углеродная нейтральность потребует мобилизации значительных инвестиций в течение всего периода до 2060 г., хотя на протяжении большей части этого времени в совокупности они не превышают исторически сложившегося соотношения инвестиций к ВВП Казахстана.

В казахстанско-германском исследовании затраты на достижение нулевых выбросов не разбиты на такие же категории, как в исследовании S&P Global для США - прямые расходы потребителей на энергию, прямые и косвенные социальные издержки, а также затраты на модернизацию энергосистемы и инвестиции в ее расширение. Также в исследовании используется другой график декарбонизации (в качестве конечной даты используется 2060 г., а не 2050 г.). Достижение углеродной нейтральности требует значительного объема капиталовложений на протяжении всего периода до 2060 года, который, по имеющимся оценкам, составляет 666,5 млрд долл., что примерно в три раза больше суммарного ВВП Казахстана за 2022 год (223,5 млрд долл.). Это составляет в среднем чуть более 17 млрд долл. в год, по сравнению с 30-32 млрд долл. в год в последние несколько лет на общие инвестиции в экономику, или около 8 млрд долл. в добычу нефти и газа, или около 1,9 млрд долл. в электроэнергетику ежегодно.

Вероятно, предположительная сумма инвестиций будет в большой степени пересекаться с социальными издержками и с категориями инвестиций в электрификацию, которые были использованы в исследовании, посвященном США, поскольку они включают в себя инвестиции правительства Казахстана и его компаний в энергетическую инфраструктуру, а также приобретение казахстанскими потребителями электромобилей, бытовых солнечных батарей, энергоэффективной бытовой электроники и т.п. Но, предположительно, в этот показатель не будут включены другие прямые социальные издержки, такие как субсидии и налоговые стимулы в области чистой энергетики, создающие обременение для налогоплательщиков, расходы на переподготовку и перемещение работников, а также необходимость оказания финансовой поддержки уязвимым социальным группам посредством целевых субсидий. Тем не менее, ожидаемое сокращение выбросов ПГ на 9 335 млн т. CO_2-экв. за сценарный период позволит существенно сэкономить на косвенных социальных издержках (влияние выбросов ПГ на здравоохранение, экономическую производительность и т.д.), что по оценкам авторов исследования приведет к снижению общей стоимости декарбонизации до относительно низкого уровня в 71,5 долл за тонну CO_2-экв.[67]

В этапе наиболее интенсивного раннего инвестирования до 2030 г. доля инвестиций в ВВП, по прогнозам, достигнет 34%, что несколько выше среднего показателя для стран с уровнем дохода выше среднего, определенного Всемирным банком, а также пикового уровня инвестиций в Казахстане в 2008–14 гг. Однако, после 2030 г доля инвестиций в ВВП снижается и к 2050 г начнет приближаться к допандемийному уровню 2019 г.[68] По мнению авторов, важно учитывать, что в любом случае потребуются значительные инвестиции в технологии с низкими или нулевыми выбросами, чтобы вывести из эксплуатации устаревающие (высокоуглеродные) производственные активы, срок службы которых истек. Практически все основные мощности производства электроэнергии и тепла должны быть заменены в течение следующих четырех десятилетий к 2060 г.[69] Как в Казахстане, так и в Соединенных Штатах направление перехода указывает на повышение уровня электрификации - в США это переход от бензина и дизельного топлива к электрической тяге и соответствующей зарядной и производственной инфраструктуре, а в Казахстане - к росту электрификации, повышению энергоэффективности зданий и использованию более чистых видов топлива в целом.

Финансирование инвестиций в декарбонизацию в Казахстане за счет увеличения прямых потребительских расходов на энергоресурсы является непростой задачей с экономической точки зрения (и чревато неблагоприятными последствиями в политическом плане), поскольку действующие нормативно-правовые положения предполагают низкий уровень цен на электроэнергию, тепло и ископаемое топливо для потребителей, что не обеспечивает достаточных ресурсов для модернизации сетей и перехода на более устойчивые источники генерации. Соответственно, для декарбонизации электро- и теплоэнергетики потребуется введение рыночных цен на энергоуслуги, чтобы не только обеспечить доходы, необходимые для модернизации, но и способствовать внедрению энергосберегающих технологий и изменению поведения потребителей. Органы власти Казахстана, ответственные за энергетическую политику, в настоящее время рассматривают вопрос о том, как распределить повышение цен на энергоре-

66 Kazakhstan: Towards Net Zero by 2060 [*Стратегия низкоуглеродного развития Республики Казахстан: цели и пути трансформации*], стр. 40-41.

67 *Казахстан: безуглеродное будущее к 2060 г.*, стр.40.

68 *Казахстан: безуглеродное будущее к 2060 г.*, стр. 40-41.

69 Самая большая доля инвестиций в декарбонизацию требуется в производство электроэнергии и тепла на уровне в 305 млрд долл., или 46% от всех инвестиций.

сурсы по сферам экономики и среди населения, чтобы не допустить шоковых ситуаций для производителей и для потребителей, а также смягчить сопротивление со стороны общественности (различные меры поддержки, способные помочь снизить бремя роста цен на энергоресурсы для населения, рассматриваются в Разделе 2.9 настоящей главы).

2.7 Стратегии перехода энергетических компаний были пересмотрены в связи с возникающими опасениями в отношении энергетической безопасности

Реакция бизнеса на энергетический переход была многоплановой и включала ряд промежуточных корректировок. Многие производители углеводородов ожидают, что они выйдут на максимальный уровень добычи нефти и газа раньше и на более низких отметках, чем прогнозировалось до пандемии, и прибегают к диверсификации портфелей, слияниям и поглощениям (M&A), продаже активов и созданию новых предприятий в сфере экологически чистой энергетики для решения задач, связанных с энергетическим переходом. Однако обеспокоенность по поводу энергетической безопасности вследствие роста цен и нарушения цепочек поставок на фоне российско-украинского конфликта заставила многих руководителей в отрасли пересмотреть свои бизнес-планы и подходы к реализации перехода в целом. В *Национальном энергетическом докладе за 2021 год* мы рассматривали стратегии, применяемые в условиях энергетического перехода тремя категориями крупных нефтегазовых компаний – «первопроходцами», традиционными международными нефтяными компаниями (МНК) и национальными нефтяными компаниями (ННК).[70] Мы считаем, что эта классификация остается полезной для понимания того, как компании отреагировали на новые проблемы безопасности - не кардинальным преобразованием своего подхода к энергетическому переходу, а скорее путем тонких, но, тем не менее, существенных изменений.

Важно отметить, что, несмотря на сохранение долгосрочных планов по достижению нулевого уровня, большинство нефтегазовых компаний, особенно западные супермейджоры, намерены либо продолжать наращивать добычу в этом десятилетии, либо поддерживать ее на более высоких уровнях, чем те, о которых они заявляли еще несколько лет назад.[71] Это кажущееся противоречие подчеркивает попытки лидеров отрасли добиться соответствия разнонаправленным призывам к энергетической безопасности и низкоуглеродного перехода в условиях войны в Украине и обострения глобального климатического кризиса. Но это также говорит о потенциально неудобной реальности: хотя пути достижения лидерами отрасли нулевого уровня выбросов всегда были несколько расплывчатыми, их основная роль как производителей нефти и газа никогда не подвергалась сомнениям, и сейчас они понимают, что так и должно оставаться в течение значительного времени.

2.7.1 «Первопроходцы»

«Первопроходцы» – это те МНК, которые приняли переход, стремясь со временем превратиться из производителей нефти и газа в широко диверсифицированные энергетические компании. Эту группу также можно назвать «европейскими мейджорами», поскольку большинство из них имеют штаб-квартиры именно там: BP, Shell, TotalEnergies, Galp Energia, Eni. Equinor, норвежская национальная нефтегазовая компания, также обычно включается в эту группу, поскольку ее стратегия перехода на новые технологии во многом схожа со стратегией других компаний - «первопроходцев». В 2021 году мы описали некоторые ключевые общие стратегии перехода, используемые компаниями - «первопроходцами» (которые применимы к этой группе в целом, даже если не к каждому конкретному случаю):

- Диверсификация портфеля за счет сокращения нефтяных активов путем их продажи или прекращения процесса восполнения запасов нефти и газа.
- Обновление содержания корпоративной миссии, указывающее в сложившейся ситуации на предоставления энергии в качестве услуги, а не углеводородного сырья, с расширением в производство электроэнергии на основе ВИЭ, что позволит получить менее волатильную (хотя порой и менее прибыльную) будущую выручку.
- Обязательство по сокращению выбросов, причем не только связанных с производственной деятельностью (Сфера Охвата 1 и 2), но и с потреблением продукции (Сфера Охвата 3), как результат осознанных планов по сдерживанию роста добычи нефти и газа и, в конечном счете, по ее сокращению.[72]
- Использование доходов от добычи нефти и газа для инвестиций в новые «зеленые» предприятия (возобновляемая энергетика, водород).

Перебои на мировых энергетических рынках (и, как следствие, скачки цен) в 2022 г. принесли рекордные доходы нефтегазовым компаниям, включая компании - «первопроходцы». В некоторых случаях конфликт России с Украиной мог ускорить уход таких компаний из нефтегазовой отрасли, поскольку BP и Shell (наряду с другими МНК, такими как ExxonMobil) предприняли выход из своих крупных активов, имевшихся у них в России. В других случаях продажа углеводородных активов планировалась заранее и соответствует общим планам компаний - «первопроходцев» по декарбонизации: продажа компанией TotalEnergies активов в нефтеносных песках Канады и выход Shell из добычи сланцевой нефти и газа в Пермском бассейне в США в 2021 году.

Однако компании - «первопроходцы» продолжили выборочно инвестировать в развитие нефтегазовых активов, в первую

70 *Национальный энергетический доклад за 2021 год,* стр. 55-59 [в русскоязычной версии: 56-61].

71 «Росту в Геологоразведки и Добыче Нефтяных Мейджоров Конца Не Видно» («No End in Sight for Oil Majors' Upstream Growth»), журнал *Energy Intelligence,* 26 июля 2023.

72 Сфера Охвата 3 касается выбросов от деятельности или активов, которые не принадлежат компании или не контролируются ею, но являются результатом использования ее продукции.

очередь в Африке, что обусловлено рядом предполагаемых преимуществ:

- Относительно небольшой путь морем до Европы благодаря географическим особенностям Восточного полушария;
- Местные правительства благосклонно относятся к разработке углеводородов;
- Новые месторождения, позволяющие развивать современную, эффективную и сравнительно «чистую» добывающую инфраструктуру.

Примерами такого «поворота на юг» являются недавние сделки Eni по разработке природного газа в Ливии, Shell и Equinor по разработке СПГ в Танзании, а также TotalEnergies по разработке проектов в Мозамбике (СПГ) и Нигерии (шельфовая нефть и газ).[73]

Тем не менее, экологически чистая энергетика должна стать более значимым направлением для новых инвестиций, на которую, как ожидается, к 2030 году будет приходиться до половины капитальных вложений крупных европейских компаний. В настоящее время Shell производит электроэнергию из ВИЭ в девяти странах (в том числе в Австралии, Индии и США), планируя удвоить производство к 2030 году. Компания также участвует в совместном проекте с китайской компанией по развитию сети станций для зарядки электромобилей в Азии и Европе.[74] BP и Eni осуществили крупные инвестиции в проекты зеленого водорода в Мавритании и Алжире соответственно; Eni в настоящий момент строит малую солнечную электростанцию в Туркестанской области Казахстана, ранее завершив строительство двух ветроэлектростанций мощностью 96 МВт неподалеку от г. Актобе.[75] В южной Африке TotalEnergies владеет долей в солнечной электростанции Prieska, снабжающей электричеством более 70 000 домохозяйств, и участвует в нескольких проектах строительства новых солнечных электростанций. Компания также продает в этой стране солнечные панели и недавно приобрела 50%-ую долю в компании ClearWay Energy в секторе ветро- и солнечной генерации США за 2,4 млрд долл. В июне 2023 г. TotalEnergies подписала 25-летний контракт на покупку электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектростанцией «Мирный», мощностью 1 ГВт в Жамбылской области, самой крупной станции Казахстана.[76]

Однако подвергшиеся особой огласке события с участием компаний - «первопроходцев», представляют собой явление, которое многие сторонники чистой энергетики воспринимают как неудачу. 7 февраля 2023 г. BP объявила о пересмотре и снижении своих обязательств по сокращению выбросов в рамках Сферы Охвата 3; изначально компания обязывалась сократить выбросы на 35-40% к 2030 г., впоследствии снизив этот показатель до 20-30%, ссылаясь на необходимость учета ближнесрочных вопросов энергетической безопасности: «чтобы быть уверенными в том, что процесс быстрого перехода сбалансирован и упорядочен, дабы доступная энергия продолжала поступать туда, где она сегодня необходима».[77] В поддержку таких обязательств по добыче нефти и газа в объемах, превышающих изначально планируемые в среднесрочном периоде, BP объявила, что увеличит капитальные затраты на 1 млрд долл. в год как в отношении добычи нефти и газа, так и в своем переходном бизнесе (т.е. биотопливо, инфраструктура зарядки электромобилей, электричество от ВИЭ), и поступится более амбициозными планами посредством сокращения своей базы запасов через ее распродажу и снижение оценки ее стоимости. Как следствие, BP ожидает, что ее уровень добычи сырой нефти в 2030 г. будет на 25% меньше, чем сегодня, нежели чем на 40% меньше, как изначально планировалось.[78]

Такое решение скорее должно рассматриваться как небольшая стратегическая корректировка, нежели как коренной пересмотр корпоративной стратегии. Снижение цели по сокращению добычи нефти приближает BP к уровням добычи, близкому ее соратникам – «первопроходцам» Shell и TotalEnergies, обе из которых объявили о намерении удерживать добычу в пределах относительно не меняющегося диапазона в течение десятилетия. И, даже, несмотря на сниженную цель по сокращению выбросов, которая сегодня выглядит менее амбициозной в сравнении с Shell и TotalEnergies (50% и 40% сокращения к 2030 г. соответственно) S&P Global прогнозирует, что в случае с BP выбросы ПГ будут иметь самые низкие значения в абсолютном выражении в группе пяти глобальных нефтегазовых «супермейджоров».[79]

В унисон заявлению BP о стратегическом решении замедлить процесс достижения целей декарбонизации Ваэль Саван, главный исполнительный директор Shell, во время Дня Инвестора в Нью-Йорке 14 июня 2023 г. объявил о планах компании поддерживать добычу нефти и газа на стабильных текущих уровнях (1,4 млн баррелей в день) до 2030 г., нежели чем позволить ей снижаться на 1-2% в год согласно предшествующему плану. Сославшись на «жесткий» курс на финансовый результат, он заявил, что «критически важно избежать ситуации, в которой демонтаж сложившейся энергетической системы будет происходить быстрее, чем мы в состоянии построить чистую энергетику будущего».[80] Общие капитальные затраты компаний в 2024-25 гг. будут снижены на 5-6% с ранее планируемых уровней, в то время как выплаты акционерам увеличатся до 30-40% денежного потока, по сравнению с ранее обозначенными 20-30%. Сторонники активных природоохранных мер осудили это решение как попытку «словчить» и тем самым свернуть с пути к низкоуглеродной энергетике.

73 Журнал *The Economist*, 11 февраля 2023 г., стр. 57-58.

74 Газета *New York Times*, 8 июля 2022 г.

75 Журнал *Nefte Compass*, 21 июня 2023 г.

76 Проект на 1,4 млрд. долл. разрабатывается международным консорциумом, включающим TotalEnergies (40% акций), КМГ (20%) и ФНБ Казахстана Самрук-Казына (20%). Начало строительства запланировано на конец 2023 г. с плановым завершением в конце 2024 г (Журнал Energy Intelligence, *Nefte Compass*, 21 июня 2023 г.).

77 https://www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/getting-to-net-zero.html.

78 Подробности см. в статье журнала Energy Intelligence («Агрессивный Подход BP к Энергопереходу: компания шагает назад (BP Walks Back Aggressive Transition Approach)», 7 февраля 2013, https://www.energyintel.com/00000186-2ce5-d0a2-a3e7-3ef5126f0000#:~:text=BP%20is%20shifting%20its%20strategy,a%20medium%2Dterm%20energy%20shortage; обзор S&P Global Commodity Insights, раздел Corporate Emissions Solution, *BP Снижает Цели по Сокращению Выбросов на Фоне Рекордной Прибыли: Анализ Информации о Корпоративных Решениях по Выбросам для Нефтегазовых Компаний*, 22 мая 2023 г.

79 BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, и TotalEnergies.

80 https://www.reuters.com/business/energy/shell-boost-dividend-cut-spending-new-ceo-plan-2023-06-14/.

2.7.2 Традиционные МНК

Традиционные МНК это крупные интегрированные нефтяных компании, придерживающиеся (в данный период времени) традиционного внимания к геологоразведке и добыче, не игнорируя полностью вопросы энергетического перехода, они демонстрируют более осторожный подход по принципу «поживем – увидим». Эту группу компаний также можно обозначить как «североамериканские мейджоры», так как штаб-квартиры большинства из них находятся в США и Канаде. Данная группа включает в себя в основном мейджоров, подобных ExxonMobil и Chevron в США. В их число также входят меньшие по размерам компании, такие как канадские Cenovus, Suncor и Imperial Oil. Эти традиционные МНК в 2021 г. демонстрировали следующие приоритеты:

- ***Продолжали разрабатывать ключевые углеводородные активы*** (сконцентрированные портфели) – относительно низкие по себестоимости баррели в разведанных геологических локациях рядом с домашними рынками (Северная Америка), в условиях стабильной геополитической обстановки и сложившейся инфраструктуры (например, Пермский бассейн, Мексиканский залив);
- ***Придерживались дисциплины в капитальных затратах*** – ограничили операционные и капитальные затраты, повышая эффективность, включая цифровизацию (снижали трудозатраты в бурении и мониторинге за работой оборудования; совершенствовали анализ геоданных, проектирование, моделирование сейсмики и разработку месторождений;
- ***Нарабатывали меры по сокращению выбросов в рамках собственных операций*** (выбросы по Сферам Охвата 1 и 2), избегая по возможности каких-либо обязательств в сокращении выбросов по Сфере Охвата 3; что включало особое внимание к таким мерам как увеличение объемов использования попутного газа, снижение выходов метана, использование факельных установок и ограничение инициатив в области чистой энергетики районами, в которых уже имелся наработанный опыт; например, улавливание и хранение углерода (CCUS-carbon capture, utilization and storage), биотопливо и голубой водород.[81]

В своей деятельности в период 2022-23 гг. МНК в основном придерживались данных приоритетов. Усилия этих компаний по концентрации своих портфелей имели характер распродаж и новых инвестиций не сильно отличавшихся от компаний - «первопроходцев», хотя и явившихся следствием иных причин и иных по характеристикам активов. ExxonMobil и Chevron вышли из удаленных от их домашней юрисдикции активов в Европе, Африке и юго-восточной Азии, одновременно направляя новые инвестиции в географические точки в пределах США и дружественных государств западного полушария, таких как Гайана. Например, ExxonMobil ушел из России в 2022 г., где выступал оператором нефтегазового проекта Сахалин-1, представляя международный консорциум, и на данный момент уже распродал (или находится в процессе оформления сделок) активы в Камеруне, Чаде, Экваториальной Гвинее и Нигерии. Аналогично этому, Chevron продал свои проекты в Великобритании и Дании и не продлевал истекшие сроком концессии в Индонезии и Таиланде.[82] Утверждается, что в настоящий момент Chevron ищет покупателей на свои активы в шельфовых зонах Конго и Анголы.[83]

Целями новых инвестиций стали активы (шельфовые и материковые) в США и южной Америке. ExxonMobil инвестировала большие суммы в разработку новых нефтегазовых залежей на шельфе Гайаны и в Пермский бассейн, на который приходилась половина добычи нефти и газа компании в США в 2022 г., и где уровень добычи по ожиданиям может достигнуть 1 млн баррелей в день к 2027 г. Благоприятные условия недропользования в Гайане, стране, не имевшей истории нефтяной добычи, позволили Exxon менее чем за пять лет начать коммерческую добычу (2019 г.) после открытия глубоководного месторождения нефти (2015 г.) На данный момент уже зарегистрированы 25 значительных по объемам нефтеносных залежей. Chevron так же сконцентрировала новые инвестиции в Пермский бассейн и относящиеся к нему сланцевые активы (равные прогнозным 30% от уровня капзатрат 2023 г.) и в шельфовые месторождения мексиканского залива (20%). 22 мая 2023 года Chevron расширила свои сланцевые активы, приобретя добывающую из сланцев нефть компанию PDC Energy, которая вела добычу на активах, расположенных рядом с участками Chevron в Пермском бассейне и нефтеносной провинции Денвер-Джулсбург на севере штата Колорадо.[84] Инвестиции Chevron в шельф Мексиканского залива нацелены на развитие таких своих проектов как Ballymore с привязкой к существующей у компании по месту инфраструктуре, разработка месторождения Anchor в качестве добывающего хаба и проект Четвертого Этапа заводнения месторождения St. Malo (St. Malo Stage 4 Water Flood Scheme). Визитной карточкой компании здесь является разработка месторождений Jack и St. Malo, расчетная добыча которых составит более 500 млн баррелей нефтяного эквивалента в течение всего срока эксплуатации.

В рамках усиления дисциплины затрат капитального характера бюджеты на геологоразведку и добыче 2023 г. составили у ExxonMobil 23-25 млрд долл., у Chevron – 17 млрд долл., превысив уровень 2022 г., что оказалось ниже уровней, прогнозируемых до пандемии COVID-19. Затраты на чистую энергетику как доля общих капитальных инвестиций традиционных МНК значительно ниже, чем в случае с компаниями - «первопроходцами». Например, ExxonMobil планирует потратить 17 млрд долл. на низкоуглеродные мероприятия в 2022-27 гг., превысив ранее обозначенный

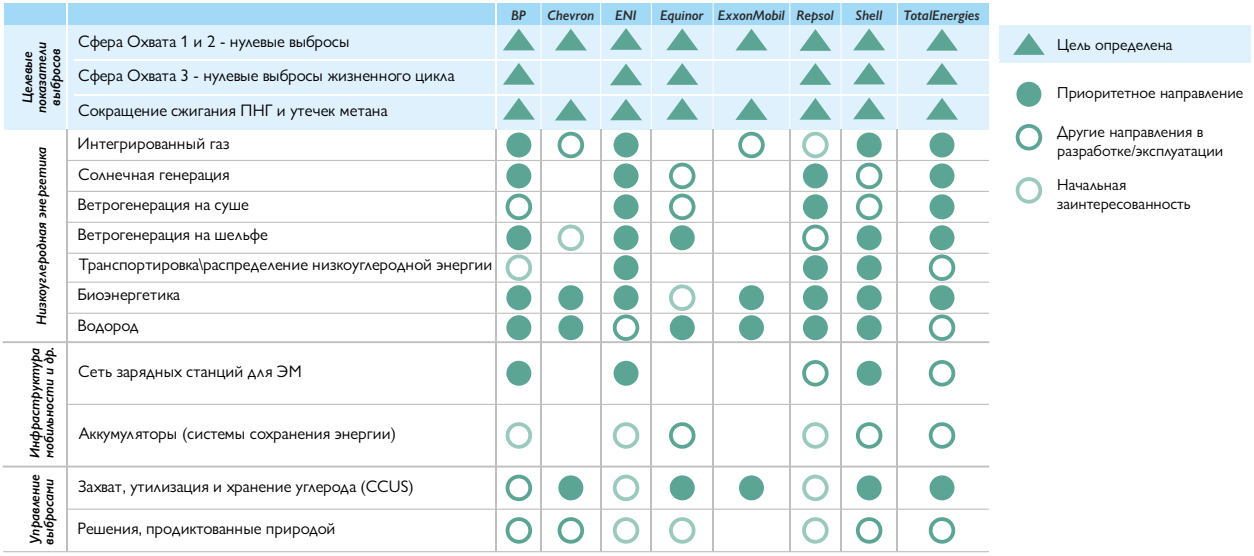
81 ExxonMobil, Chevron и Imperial все имеют обязательства по нулевым выбросам согласно Сферам Охвата 1 и 2 к 2050 г. Компании – «первопроходцы» взяли на себя схожие обязательства по нулевым выбросам в Сферах Охвата 1 и 2. BP, Eni и Gulp обязались добиться нулевых выбросов согласно Сфере Охвата 3 к 2050 г, в то время как TotalEnergies нацелилась ан 40%-ое сокращение выбросов По Сфере Охвата 3 к 2030 г.

82 Журнал *The Economist*, 11 февраля 2023 г., стр. 57-58.

83 S&P Global Commodity Insights, Companies & Transactions, SEAM Alert—Upstream: Chevron rumored to divest Republic of Congo and Angola/Congo unitized area assets, 23 June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Компании и Сделки, раздел *SEAM Alert-Upstream: Chevron предположительно распродает действующие активы в республике Конго и в пограничном районе Анголы и Конго*, 23 июня 2023].

84 https://www.reuters.com/markets/deals/chevron-buy-pdc-energy-76-billion-2023-05-22/.

Рисунок 2.3 Глобальные интегрированные нефтяные компании: действующие низкоуглеродные стратегии



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

уровень в 15 млрд долл. и уже потраченные в 2000-20 гг. 10 млрд долл. Однако, S&P Global считает, что затраты компании на низкоуглеродные проекты составляют лишь 4% от общих корпоративных затрат в 2022 г. и возрастут до 18% к 2027 г.[85] Это значительно меньше, чем средний показатель низкоуглеродных затрат в «сопоставимой группе» из 7 МНК (BP, Chevron, Eni, Equinor, ExxonMobil, Shell и TotalEnergies), в 12% и 25% в 2022 г. и 2027 г. соответственно. Схожим образом, Chevron запланировал бюджет на 8% от общих корпоративных затрат на низкоуглеродные инвестиции к 2025 г.[86] В отличие от компаний - «первопроходцев», сосредоточивших инвестиции в чистую энергетику в область ВИЭ, большая часть низкоуглеродных затрат ExxonMobil и Chevron направлена на снижение выбросов в рамках собственной деятельности и достижению эффекта через самостоятельно наработанные компетенции – CCUS, голубой водород и биотопливо (см. Рисунок 2.3 «Глобальные интегрированные нефтяные компании: действующие низкоуглеродные стратегии»).

2.7.3 Национальные нефтяные компании (ННК)

Подход национальных нефтяных компаний к энергетическому переходу в значительной степени формируется их ролью в качестве распорядителей национального углеводородного богатства их соответствующих стран, имея в структуре собственности значительную государственную долю, они выполняют функции агентов государственной политики и, в меньшей степени, вынуждены прямо реагировать на озабоченности со стороны акционеров и даже заинтересованных лиц (stakeholders). Это настоящие супергиганты как Saudi Aramco – крупнейшая в мире интегрированная нефтегазовая компания – а также и прочие компании разнообразного размера и масштаба. S&P Global регулярно отслеживает группу из 25 ННК, указанных на Рисунке 2.4 «ННК: операционная диверсификация».[87] Несмотря на то что компании в этой группе приняли довольно несхожие по своей сути стратегии энергетического перехода, имеются несколько общих тем и подходов:

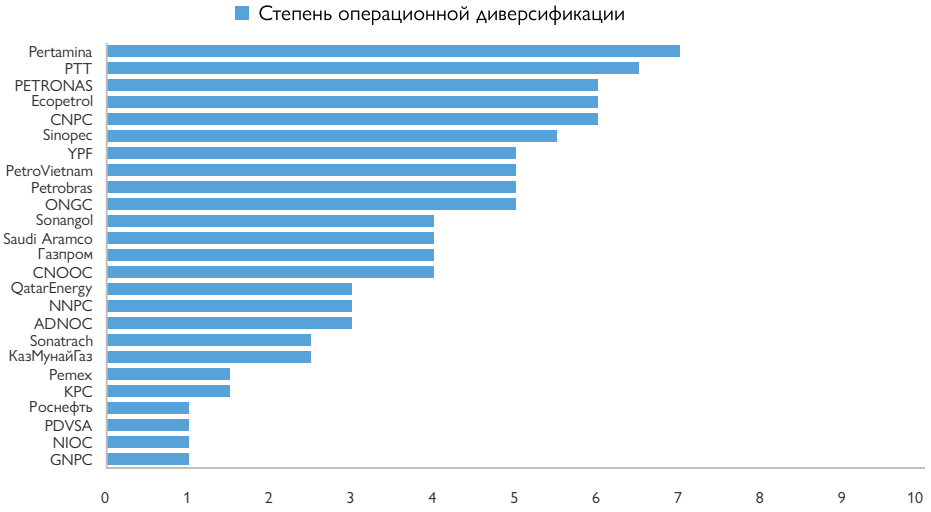
- Насколько это возможно, полная *монетизация национального нефтяного ресурса* на благо государства и его населения в целях:
  - Финансирования социальных программ
  - Финансирование будущих инвестиций в энергетику, включая чистую энергетику
  - Обеспечение занятости
- В странах с ограниченными нефтяными запасами в сравнении с внутренним спросом (например, Китай и юго-восточная Азия) мандат ННК может дополнительно включать полномочия действовать в интересах государства *для обеспечения доступа к зарубежным углеводородным запасам в целях удовлетворения потребности в энергоресурсах на внутреннем рынке* (т.н. «ННК - искатели запасов»).
- Действовать проактивно, чтобы предпринимать активные действия, чтобы *избегать «простоя» ресурса* – неизвлече-

85 S&P Global Commodity Insights, Low-Carbon Company Profile: ExxonMobil, May 2023 [S&P Global Commodity Insights, раздел низкоуглеродный корпоративный профиль: ExxonMobil, май 2023 г.].

86 S&P Global Commodity Insights, Low-Carbon Company Profile: Chevron, September 2022 [S&P Global Commodity Insights, раздел низкоуглеродный корпоративный профиль: Chevron, сентябрь 2022 г.].

87 S&P Global Commodity Insights, Upstream Companies and Transactions Strategic Report, *NOC Insights—In the race to diversify and decarbonize, most NOCs remain on the starting blocks,* 29 June 2022 [S&P Global Commodity Insights, раздел Стратегический Доклад о Компаниях и Сделках в Геологоразведке и Добыче, *ННК-аналитика: В погоне за диверсификацией и декарбонизацией большинство ННК остаются на стартовых позициях,* 29 июня 2022 г.].

Рисунок 2.4 ННК: операционная диверсификация



Примечания: 1-самый низкий, 10-самый высокий показатель.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

ние его из недр в период низкого спроса или полный отказ от его разработки в случае с активным энергетическим переходом или когда спрос снижается до нуля; это может подразумевать ускорение добычи в периоды высоких цен для максимизации выручки от разработки такого ресурса.[88]

- Следование *«двойному подходу» монетизации ресурсов с одновременным осуществлением первых шагов по снижению углеродного следа такого ресурса* (снижение уровня сжигания на факелах и выбросов метана, увеличение объемов использования попутного газа для собственных нужд и повышение производственной эффективности).

В 2022-23 гг., следуя этим приоритетам, все ННК вместе взятые выделили менее 5% общих капитальных инвестиций на инициативы в области чистой энергетики.[89] И все же, способность ННК диверсифицировать их портфели в несвязанные с нефтью проекты (включая чистую энергетику), широко отличается от страны к стране в зависимости от приносимых ими доходов и степени зависимости национальных правительств от нефти и газа, формирующих экономический рост этих стран (см. Рисунок 2.4).[90] В группе ННК – исключая такую аномалию как Equinor, что указывалось выше – PETRONAS возможно является самой активной компанией, развивающей низкоуглеродные инициативы в качестве обособленной бизнес-стратегии. В 2022 г. эта малазийская ННК создала дочернее подразделение Gentari, которое планирует построить 30-40 ГВт мощностей по производству электроэнергии из ВИЭ, 1,2 млн т производства зеленого и голубого водорода, и порядка 25 тыс. зарядных станций в Азиатско-Тихоокеанском регионе.[91] Другие ННК, такие как Aramco, ADNOC (ОАЭ), CNPC и Sinopec (Китай), YDP (Аргентина) и PTT (Таиланд) инвестировали значительные средства в солнечную и ветряную энергетику, а прочие из них (ADNOC, QuatarEnergy и Aramco) в технологию CCUS и водород.

Даже те ННК, которые решили продолжать работать в нефтяной отрасли (например, венесуэльская PDVSA, нигерийская NNPC, и мексиканская Pemex) вынуждены адаптироваться к растущему давлению в сфере решения проблем с изменениями климата. Все чаще ННК удваивают усилия по декарбонизации текущих операций, чтобы улучшить свою репутацию в публичной сфере и обеспечивать возможность сохранять у себя социальную лицензию в качестве ответственных операторов нефтегазовой отрасли. Это включает значительные инвестиции в ограничение выбросов ПГ добывающей отраслью посредством сокращения утечек метана и электрификации промысловых операций, что также повышает операционную эффективность.

Наконец, что касается небольших ННК с ограниченными

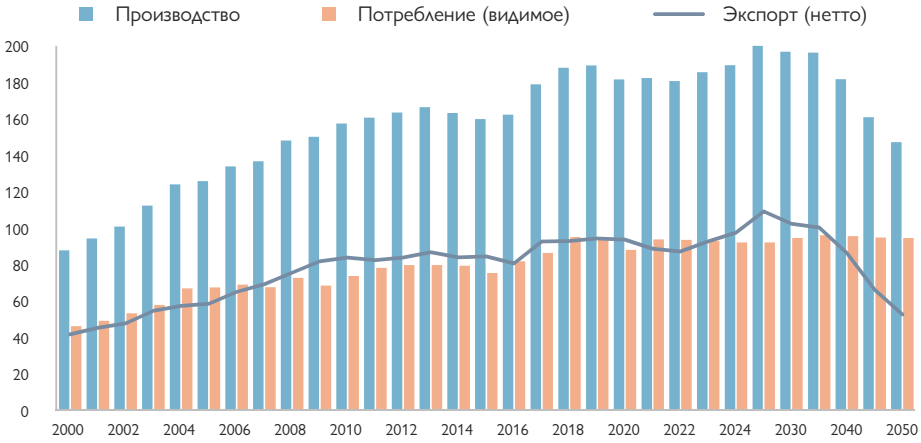
88 Именно это являлось планом действий, объявленным ННК из Саудовской Аравии, Кувейта, ОАЭ, Ирака, Ливии, Аргентины, Колумбии и Бразилии в период высоких цен, сложившихся в конце 2021 г. (*New York Times*, 15 октября 2021 г.). В свою очередь, компания Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) из ОАЭ объявила, что ускоряет реализацию своих планов достижения цели по добыче нефти в 5 млн баррелей в день (245 млн т в год) с 2030 г. на 2027 г. в соответствии с ожидаемым ею увеличением среднесрочного мирового спроса на нефть.

89 Журнал *The Economist*, 30 июля 2022.

90 Показатель «операционной диверсификации», приведенный в данной таблице, измеряет уровень расширения компаниями в группе ННК своей деятельности в несвязанных с нефтью направлениях в энергетике: водород, солнечная и ветрогенерация, биотопливо, геотермальная и гидроэнергетика, прочая энергетическая инфраструктура и инвестиции вне энергетических проектов, достаточные для формирования обособленных бизнес-направлений. Таблица определяет для ННК бинарных показатель (0 или 1) на основе осуществляемых ими разработок, объявленных стратегией развития бизнеса и сделанных ими инвестиций в соответствующее направление в энергетике; показатель, равный 1 указывает на фактически выделенные инвестиции в данный энергоисточник, в то время как 0 отражает отсутствие инвестиций (показатель 0,5 относится к ННК, выступившим с объявлением о планах такого инвестирования). Совокупный показатель по всем категориям в итоге указывает на рейтинг «уровня операционной эффективности» данных ННК (раздел *NOC Insights*, стр. 6).

91 S&P Global Commodity Insights, IHS Herold, *Five Key Questions for National Oil Companies in 2023*, January 2023, p. 7 [S&P Global Commodity Insights, раздел IHS Herold, *«5 Ключевых Вопросов по Национальным нефтяным Компаниям в 2023 г.»*, январь 2023, стр. 7].

Рисунок 2.5 Баланс первичных энергоресурсов Казахстана: ретроспектива и прогноз до 2050 г. (млн т н.э.)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

финансовыми ресурсами, для них становится все более важным находить внешних партнеров – как для финансирования новый проектов в чистой энергетике, так и для пополнения капзатрат в разработку нефти и газа в целях повышения их операционной способности монетизировать национальные нефтяные активы в период, отведенный на энергетический переход. Чтобы оба вида инвестиций смогли дать эффект, от принимающей национальной стороны потребуется предоставление привлекательных условий для входа иностранных партнеров в проекты нефте- и газодобычи. Казахстанская национальная компания КМГ уже создала солидную основу для иностранных инвестиций и сотрудничества с крупными мировыми нефтяными компаниями благодаря своему участию в международных консорциумах, ведущих разработку «большой тройки» казахстанских нефтегазовых мега-проектов. Теперь задача состоит в том, чтобы распространить эти успехи на новые перспективные месторождения (см. Главы 5 и 6).

2.8 Энергетическая безопасность и ее последствия: прогноз первичного энергобаланса Казахстана до 2050 г.

Ожидается, что Казахстан сохранит статус нетто-экспортера первичных энергоресурсов (в основном сырой нефти), несмотря на то что чистый экспорт первичных энергоресурсов в 2021 г. (88,6 млн т н.э.) и в 2022 г (87,1 млн т н.э.) был чуть ниже уровней непосредственно предшествовавших пандемии (94,2 млн т н.э. в 2019 г.) из-за возросшего внутреннего спроса и несколько снизившейся добычи первичной энергии. Основными причинами этого были перебои в добыче и экспорте нефти вследствие российско-украинского вооруженного конфликта. Тем не менее, совокупный показатель доли произведенных в стране первичных энергоресурсов, идущей на экспорт, в последние годы снижался (с 51,6% в 2020 году до 48,6% в 2021 году и до 48,2% в 2022 году), и, согласно нашим прогнозам, данная тенденция сохранится. Наши прогнозы энергобаланса первичных ресурсов указывают на продолжение этой тенденции, в которой доля потребляемой на внутреннем рынке добычи возрастает с 51,8% в 2022 г. до 64,2% в 2050 г. (см. Рисунок 2.5 «Баланс первичных энергоресурсов Казахстана: ретроспектива и прогноз до 2050 г.»). При этом предполагается, что, хотя экспорт энергоресурсов продолжит играть важную роль в экономике Казахстана, постепенное сокращение их производства наряду с ростом внутреннего потребления приведут к значительному сокращению показателей чистого экспорта первичных энергоресурсов на протяжении последующих 25 лет – к 2050 году он снизится практически наполовину (до 52,5 млн т н.э.).

Общее производство первичных энергоресурсов в Казахстане, включающее нефть, газ, уголь и первичную электроэнергию (без добычи урана) сократилось на 0,9% в 2022 г. до 180,6 млн т н.э. Рост производства первичной электроэнергии (например, гидро- и ВИЭ на 8,9% до 2,7 млн т н.э.) и угля (на 1,3% до 64,3 млн т н.э.) не смог компенсировать снижение добычи нефти (-1,9% до 84,2 млн т н.э.) и газа (-2,6% до 29,4 млн т н.э.). Снижение общего производства первичных энергоресурсов было следствием вялого послепандемийного восстановления в 2021 г. (0,4% до 182,3 млн т н.э.). Мы ожидаем восстановления роста производства первичной энергии в 2023 г. на 2,7% до 185,5 млн т н.э., чему будет предшествовать активный рост добычи нефти и газа. Впоследствии ожидается, что производство первичной энергии достигнет пика в 200,3 млн т н. э. в 2026 г., после чего выработка постепенно снижается до 147,1 млн т н.э. в 2050 г., где показатель чистого сокращения равен 26,1% в период 2023-2050 гг. (среднегодовой показатель снижения – 0,7%). На падение добычи угля приходится большая доля ожидаемого снижения производства первичной энергии в этот период (среднегодовой показатель снижения – 2,1% по сравнению с 0,6% в случае нефти) (см. Рисунок 2.6 «Прогноз производства первичных энергоресурсов Казахстана по видам топлива до 2050 г.»).

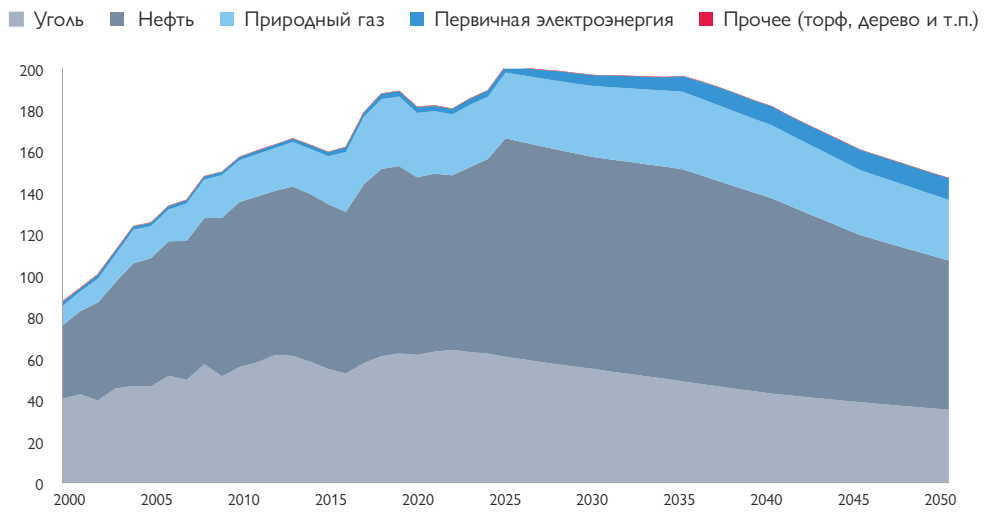
Видимое потребление первичной энергии в Казахстане осталось практически неизменным на уровне 93,5 млн т н.э. в 2022 г. по сравнению с предыдущим годом. Потребление

первичной электроэнергии, усиленное ростом возобновляемой энергетики, увеличилось на 30,4% (до 3,0 млн т н.э.), пускай и с учетом небольшой начальной базы, а потребление природного газа выросло на 5,2% (до 26,4 млн т н.э.). В долгосрочном периоде наш прогноз указывает на то, что общий явный спрос на первичную энергетику останется неизменным в период 2023–50 гг., отражая этим дальнейшие улучшения в совокупной энергоэффективности, которые компенсируют лежащий в их основе рост экономической активности. При этом формируются тенденции заметного расхождения показателей спроса по видам топлива: ожидается, что потребление природного газа продемонстрирует скромный рост (на 0,7% ежегодно до 32,3 млн т н.э.), на фоне прогнозируемого нами еще более резкого роста спроса в процентном отношении на первичную электроэнергию (на 4,5% ежегодно до 10,3 млн т н.э.); спрос на нефть также продолжает показывать относительно крепкий рост (увеличиваясь на 1,3% ежегодно до 24,3 млн т н.э.), в то время как потребление угля в течении прогнозного периода существенно падает (на 1,9% до 27,6 млн т н.э.).

Фактором, основным образом, меняющим топливный баланс до 2050 г. является постепенное вытеснение угля из электроэнергетики природным газом вместе с расширением ВИЭ и ядерной энергетики. Совокупный рост потребления газа приглушается наработками эффективности, из-за чего рост потребления не демонстрирует быстрых темпов, которыми были отмечены в предшествующие периоды. Совокупные изменения долей различных энергоресурсов в общем спросе на первичную энергетику (ОСПЭ/TPED, исключая добычу урана) в топливном балансе Казахстана являются значительными. Уголь, занимавший ведущие позиции среди всех видов топлива с показателем в 50,3% ОСПЭ в 2022 г. сокращается до 29,2% в 2050 г. (в качестве второго по величине источника энергии). И наоборот, газ, на который в 2022 г. приходилась доля в 28,3% от ОСПЭ растет и становится ведущим источником энергии с показателем 34,8%. Однако, самым быстрорастущим источником энергии в относительном выражении является первичная электроэнергия (ВИЭ и атомная энергетика), доля которой в ОСПЭ утраивается с 3,2% до 10,9%. Мы считаем, что в секторе первичной электроэнергии ветроэнергетика располагает исключительным потенциалом роста в обозначенный прогнозом период; электроэнергия, произведенная ветряными станциями практически соответствует гидроэлектрогенерации под конец прогнозного периода, достигая 18,6 млрд. КВт-ч в 2050 г. (примерно 13% общей выработки). Мы также ожидаем добавления атомной энергетики к электроэнергетическому топливному балансу в течении прогнозного периода, начиная с середины 2030-х. Однако, ее доля в общей генерации останется относительно небольшой в 2050 г. на уровне примерно 6%, что сравнимо солнечной энергетики (см. Рисунок 2.7 «Прогноз потребления первичных энергоресурсов Казахстана по видам топлива до 2050 г.»).

Несмотря на снижение своей значимости, к 2050 г. уголь может обеспечить выполнение важной функции «энергетической безопасности» Казахстана во время энергетического перехода. Казахстан располагает богатыми и легкодоступными запасами угля с низкой стоимостью добычи, разработка которых (а также доставка полученного угля потребителям) не требует применения новых или зарубежных технологий. Хотя серьезным недостатком данного энергоресурса является его высокая углеродоемкость, в процессе перехода Казахстана на более экологически чистые виды топлива – использование которых означает необходимость импорта (природный газ), либо обходится дороже, либо требует применения зарубежных технологий и оборудования (солнечная, ветряная, водородная энергетика) – добываемый в стране недорогой уголь (даже при постепенном отходе от его использования) может послужить значимым фактором поддержания стабильности или своего рода опорой, содействуя смягчению неотъемлемых рисков в плане

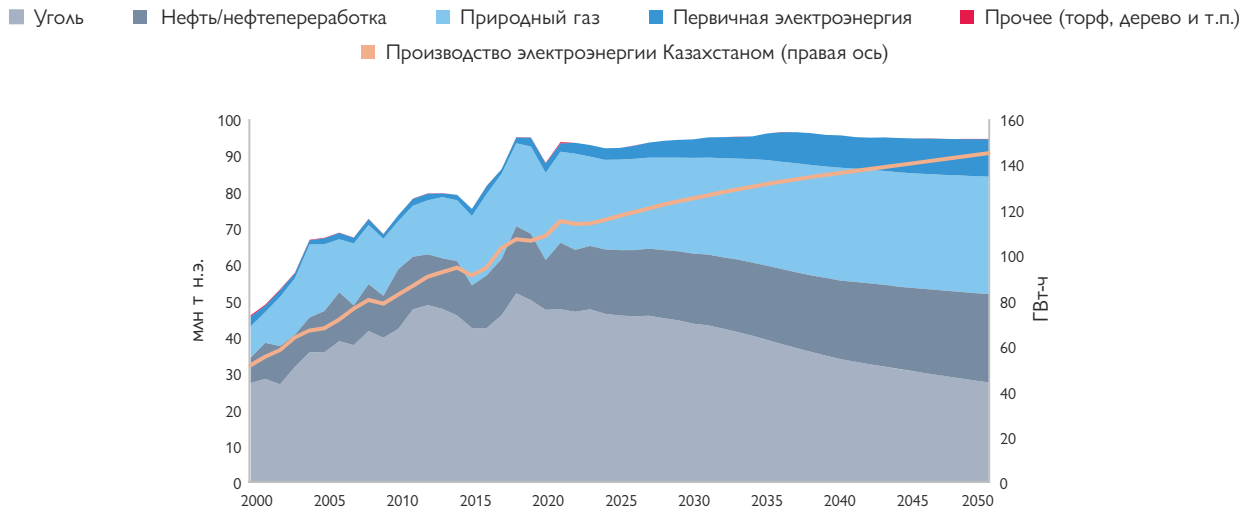
Рисунок 2.6 Прогноз производства первичных энергоресурсов Казахстана по видам топлива до 2050 г. (млн т н.э.)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 2.7 Прогноз потребления первичных энергоресурсов Казахстана по видам топлива до 2050 г.



Источник: S&P Global Commodity Insights; Chemical Market Analytics by OPIS. © 2023 S&P Global.

обеспеченности (наличия в достаточном объеме) и ценовой доступности, связанных с использованием вышеуказанных других источников энергии. А там, где применение угля необходимо, при его добыче и сжигании можно использовать соответствующие технологии для снижения вредных выбросов – паровые установки, работающие при ультра-сверхкритических температурах, и установки комбинированного цикла комплексной газификации для производства электроэнергии, технологии CCUS в промышленности и электрогенерации, и использование наилучших доступных технологий (НДТ/best-available technologies (BAT)) для снижения выбросов метана при добыче угля.[92]

Чистый объем экспорта первичных энергоресурсов Казахстаном в 2022 г (87,1 млн т н.э.) немного вырос по отношению к 2021 г., но оказался ниже допандемийного уровня в 94,2 млн т н.э., достигнутого в 2019 г. Чистый экспорт нефти и нефтепродуктов из Казахстана, на который приходилось 77,2% от общего чистого экспорта первичных энергоресурсов в 2022 г., немного сократился в 2022 г на 0,6% до 67,2 млн т н.э. по мере того как перебои в рыночных процессах, последовавшие за началом вооруженного конфликта в Украине, привели к волатильности на нефтяных рынках. Чистый экспорт газа (в основном в Китай) сократился более ощутимым образом в 2022 г. – на 43,1% - до 2,9 млн т н.э. на фоне роста внутреннего потребления. И, наоборот, чистый экспорт угля вырос незначительно в результате высокого спроса в Европе на фоне запрета импорта российского Европейским Союзом и Великобританией. S&P Global ожидает, что объемы чистого экспорта угля продолжат сокращаться по мере того как будет происходить укрепление глобальных процессов энергетического перехода.

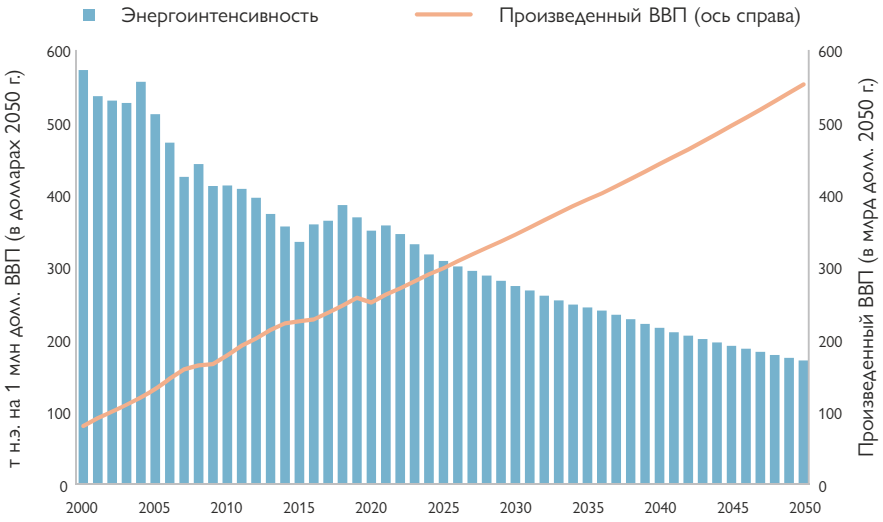
Общий чистый экспорт энергоресурсов предположительно достигнет максимум в 109,1 млн т н.э. в 2025 г. Затем, объемы снижаются в течение прогнозного периода до 52,5 млн т н.э. в 2050 г. В этом проявляется долгосрочная тенденция к снижению практически по всем видам топлива – нефть, газ и уголь – в то время как чистый экспорт (первичной) электроэнергии остается незначительным. Экспорт угля сокращается до 7,8 млн т н.э., а чистый экспорт нефти и нефтепродуктов – до 47,8 млн т н.э. в 2050 г. Из статуса нетто-экспортера газа Казахстан переходит в статус нетто-импортера в 2040-х, что отражает наши допущения о возросшем спросе на газ (частично обусловленном ускоренным переходом с угля на газ в электроэнергетике) и относительно ровной добыче газа Казахстаном в долгосрочном периоде.

Продолжающееся снижение энергоинтенсивности экономики Казахстана является отчетливо положительным трендом в показателях энергетики страны в последние годы согласно нашему базовому прогнозу – динамика, имеющая характер долгосрочного явления с момента объявления независимости. Измеряемая в потребляемых тоннах нефтяного эквивалента (т н.э.) для производства млн долл. ВВП (по реальному курсу доллара в 2005 г.), энергоинтенсивность Казахстана сократилась в 2022 г. на 3,2% в период 2000-23 гг., а общее сокращение энергоинтенсивности составило 39,6%. Казахстан продолжает демонстрировать сравнительно высокий уровень энергоинтенсивности по глобальным меркам,[93] однако проявляет серьезные улучшения в энергоэффективности, снижая энергоинтенсивность на 49,5% (на 2,5% ежегодно) в период 2023-50 гг. (см. Рисунок 2.8 «Динамика энергоинтенсивности Казахстана в базовом сценарии до 2050 г.»).

92 Эти технологии обсуждаются в некоторых подробностях в *Национальном Энергетическом Докладе за 2017 год.*, стр. 152-154 [в русскоязычной версии: 188], и в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*, стр. 162-165 [в русскоязычной версии: 171].

93 Энергоемкость [энергоинтенсивность] в Казахстане в 2020 году, по данным Международного энергетического агентства (https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/energy-intensity), составила 5,8 мегаджоулей на доллар США (на базе ВВП при постоянных ценах 2017 года по паритету покупательной способности), тогда как среднемировой показатель в 2020 году составил 4,6 мегаджоулей на доллар США.

Рисунок 2.8 Динамика энергоинтенсивности Казахстана в базовом сценарии до 2050 г.



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

2.9 Ключевые выводы по вопросам энергетического перехода, энергетической безопасности, ее реализуемости

Вполне понятно, когда страны идут на краткосрочные меры чрезвычайного характера, чтобы в период высоких цен на энергоресурсы ослабить их последствия, такие как ценовые ограничения или отмена некоторых налогов, чтобы снизить давление на потребителей, в особенности для наиболее уязвимых из них, а также в периоды экономических кризисов. Однако, такие меры должны применяться таким образом, который не ухудшает инвестиционной перспективы как для низкоуглеродных, так и для традиционных источников энергии и технологий, жизненно необходимых для экономики предложения энергии и перехода к чистым и более устойчивым к шокам энергетическим системам.[94] Мировой опыт четко демонстрирует, что наиболее эффективный способ правительствам помочь населению, страдающему от высоких цен в энергетике, заключается не в их снижении или введении ценовых ограничений в административном порядке, а в поиске решений, которые помогают потребителям получить доступ к источникам энергии с меньшей себестоимостью (когда есть возможность принимать такие решения), в более эффективном потреблении энергии, а также посредством временных мер, таких как использование топлива из резервных запасов или снижение топливных налогов. Ценовые потолки малоэффективны для снижения потребления энергоресурсов или расширения их предложения, а рыночное ценообразование играет важную роль в ограничении избыточного спроса и перераспределении различных источников энергии в сторону их наиболее важного и эффективного (создающего «максимальную стоимостную отдачу») использования в экономике.

Ниже перечислены различные стратегии, которые могут рассматриваться властями в энергетике Казахстана в попытке снизить уровень субсидий в ценах на энергоресурсы по всем отраслям экономики, одновременно избегая существенных негативных эффектов, как для производителей, так и для потребителей, параллельно снижая уровень общественного неприятия:

- ***Дифференцированные цены,*** в которых более высокие ставки применяются к крупным потребителям для более действенного стимулирования мер по энергосбережению и эффективности;
- ***Увеличение объемов трансграничной торговли энергоресурсами*** в целях роста предложения и потенциального снижения общих издержек, в особенности в условиях более дешевого импорта по сравнению с внутренним производством (например, природный газ, дизель);
- ***Выделение прямых целевых субсидий,*** ограниченных домохозяйствами с самым низким уровнем доходов, в форме прямой финансовой помощи для погашения коммунальных платежей или для финансирования работ по модернизации имеющихся в домохозяйствах систем потребления энергии энергоэффективными решениями. Субсидии, выделяемые в некоторых европейских странах на защиту 1/5 беднейших слоев населения, оцениваются приблизительно лишь в 0,4% от ВВП, тогда как для 2/5 беднейших слоев населения этот показатель составляет 0,9%;[95]

94 https://www.iea.org/commentaries/what-is-behind-soaring-energy-prices-and-what-happens-next.

95 https://www.economist.com/leaders/2022/08/10/how-to-help-with-energy-bills.

- ***Реализация программ энергоэффективности*** для снижения потребления электроэнергии домохозяйствами и предприятиями; могут включать меры стимулирования и кредиты на энергосберегающий ремонт зданий, помещений, приобретение новых, более эффективной новой домашней техники и проведения энергетических аудитов в домохозяйствах и на предприятиях;
- ***Проведение акций по повышению уровня информированности общества*** чтобы информировать потребителей о правильном пользовании электричеством и другими источниками энергии, а также пользе следования энергоэффективным практикам;
- ***Временное снижение или отмена акцизных налогов на продукты нефтепереработки.*** Такой подход широко применялся (например, в Европе, Австралии, и отдельными штатами в США) в 2022 г. в период высоких цен на энергоносители;[96]
- ***Приятие нормативных актов, регулирующих выборочное энергосбережение,*** запрещающих или принудительно снижающих использование электроэнергии (например, в работе предприятий или уличном освещении в нерабочее время), и регулирующих уровни отопления и/или охлаждения в государственных и муниципальных зданиях;
- ***Снижение уровня стратегического топливного запаса.*** В отдельных ситуациях выпуск в коммерческий оборот нефти и нефтепродуктов из стратегического нефтяного резерва страны бывает необходимым для снижения последствий от высоких цен на энергоносители. Такое решение было признано необходимым в апреле 2022 г., после начала российско-украинского конфликта, когда 31 государство-член МЭА объявило о продажах на мировых рынках десятков дополнительных миллионов баррелей нефти. Это решение последовало за аналогичным объявлением Соединенными Штатами чрезвычайного снижения СНР на 180 млн баррелей. Однако данная стратегия в настоящее время осложняется тем, что такие резервы необходимо будет восполнять за счет закупок по более высоким ценам в результате политики управления объемами предложения, проводимой альянсом ОПЕК+.

Другим характерным действием в периоды высоких цен на энергоносители может стать налогообложение сверхприбыли энергетических компаний (зачастую имеющее цель обеспечения госфинансирования на покрытие прочих субсидий и программ), однако более широкая общественная реакция на высокие цены в энергетике может показаться более осмотрительным подходом. Налогообложение сверхприбыли в энергетике нежелательно в ситуации, когда основным результатом становится простое недоинвестирование в производственные мощности и рыночное предложение (например, в геологоразведку и добычу), что приводит к усилению сырьевых циклов бума и спада, и формирует рост цен на энергоносители в будущем.

96 https://www.energymonitor.ai/finance/how-governments-are-shielding-consumers-from-surging-energy-prices/#catfish.

2.10 Общие выводы

Эффективной стратегией энергетической безопасности Казахстана является та, которая удовлетворяет внутренним потребностям в энергоресурсах, сохраняет на них доступные цены, обеспечивает их повсеместное наличие для потребителей, а также способствует существенному прогрессу в достижении будущего с чистой энергетикой. Независимо от того, сможет ли Казахстан (или любая другая страна) выдержать обязательства по сокращению и обнулению выбросов в четком соответствии с показателями и графиком реализации, важно продолжать добиваться прогресса, одновременно удовлетворяя разнообразные потребности в энергоресурсах населения и предприятий страны. Для этого необходим подход к обеспечению национальной энергетической безопасности, основанный на принципе оптимального сочетания традиционных и возобновляемых первичных источников энергии на общегосударственном уровне. Не ставя перед собой задачу выработать законченную и четко сформулированную стратегию энергетической безопасности, мы все же можем определить ее ключевые составляющие.

- Чтобы гарантировать политическому курсу устойчивость к шокам, энергетическая отрасль Казахстана должна в конечном итоге функционировать в более широких параметрах рыночной экономики, позволяя фундаментальным рыночным механизмам (спросу и предложению) формировать цены и распределять ресурсы. Чтобы позволить рыночным силам действовать эффективно, может потребоваться демонополизировать некоторые секторы. В других отраслях, где присутствуют естественные монополии или сетевые предприятия, потребуется более эффективное и гибкое регулирование, чтобы позволить рыночным силам функционировать.

- Казахстан должен следовать общим принципам открытости в международной торговле в том, что касается энергетики, чтобы добиваться большей эффективности и рыночных принципов ценообразования. По сути, это предполагает общее согласие с формирующимся режимом свободной торговли ЕАЭС, однако необходимо придерживаться выверенного подхода, чтобы грамотно сбалансировать выгоды от интеграции с задачами обеспечения внутренней энергетической безопасности Казахстана. Эти вопросы более подробно рассматриваются в Главе 3.

- Политические власти должны стремиться к ограничению государственного участия во внутреннем энергетическом рынке, избирательно и благоразумно вмешиваясь, чтобы устранять очевидные недостатки рыночных процессов или достигать конкретных результатов политического характера.

- Роль угля в отечественной экономику следует целенаправленно и постепенно сокращать; этот низкий по себестоимости и имеющийся в наличии на внутреннем рынке вид топлива обеспечивает необходимый баланс в противовес более значимым рискам, связанным с другими элементами общего процесса энергетического перехода.

- Природный газ является одним из самых недорогих и наиболее эффективных видов топлива с точки зрения декарбонизации на ближайшие 10-20 лет; следует усилить его роль в экономике, даже несмотря на то, что в целях

достижения более широкого использования повысится общая зависимость от импорта. Однако следует тщательно планировать его распределение между различными сферами использования, чтобы снизить вероятность неэкономного потребления, а также не допустить возникновения дестабилизирующих факторов в экономике и шоков для населения (в том, что касается уровня цен).

- При усилении роли ВИЭ в производстве электроэнергии поступательность действий должна быть сдержанной в целях поддержания надежности системы и общей доступности электроэнергии для потребителей, что может потребовать модернизации существующей схемы обеспечения (см. Главу 8 об электроэнергетике).

- Надежность работы существующего сетевого хозяйства также должна укрепляться посредством целенаправленных инвестиций в обеспечение непрерывных и расширенных поставок, как промышленности, так и рядовым потребителям посредством уже имеющейся инфраструктуры; существующие объекты электроэнергетики могут сделать значительный вклад в достижение большей электрификации в период перехода, в то время как ВИЭ-генерация достигнет своего полного потенциала.

- Энергетическая безопасность Казахстана должна укрепиться посредством диверсификации экспортных маршрутов отгрузки сырой нефти для снижения общего риска как результата неблагоприятных событий, происходящих на одном из таких направлений или экспортных рынков.

- Действия Казахстана в области энергетической безопасности также должны включать поддержание разнообразия среди стран и организаций-инвесторов, которые осуществляют прямые иностранные инвестиции в энергетику страны; следовательно, это подразумевает формирование и поддержание привлекательного инвестиционного климата, учитывая возросшую глобальную конкуренцию за данный тип финансирования.

2.10.1 Национальная стратегия энергетической безопасности Республики Казахстан

Учитывая колоссальную и постоянно возрастающую значимость энергетического комплекса в экономике Казахстана, приоритетом национальной политики должна стать разработка и принятие стратегии энергетической безопасности (Стратегии энергетической безопасности Республики Казахстан на период до 2050 года) как одного из основополагающих документов государственного планирования. Обладая официальным статусом, такая стратегия объединит все действующие концепции в сфере энергетики, экологии, недропользования и т.д. в один документ, что позволит ей служить источником информации и руководством при формировании стратегических планов всех государственных органов, тем самым обеспечивая координацию и согласованность направлений их деятельности, имеющих отношение к энергетической безопасности. Объединение всех действующих концепций в итоге будет иметь синергетический эффект за счет устранения противоречий между проводимыми различными государственными ведомствами линиями в сфере энергетики – одни из которых направлены на наращивание производства энергоресурсов, а другие ставят целью сокращение их потребления (энергосбережение) – что будет способствовать укреплению энергетической безопасности.

Такая стратегия должна быть динамичной и развивающейся – а не статичной или фиксированной – учитывая постоянно меняющийся характер как глобальной геополитической среды, так и ситуации внутри страны. Необходимо, чтобы она обладала гибкостью, способностью подстраиваться под перемены, в целях поддержания надлежащего баланса между энергетикой, национальной экономикой и благосостоянием окружающей среды и населения. Также немаловажно сфокусировать стратегию на конкретных нуждах Казахстана, поскольку каждая страна сталкивается со своим специфическим кругом проблем в области энергетической безопасности. В частности, в стратегии энергетической безопасности Казахстана следует учесть следующие ключевые факторы уязвимости в сфере энергетики:

- Чрезвычайно большая доля (более 95% в 2022 году) казахстанского экспорта сырой нефти, требующего транзита через третью страну (Россию), чтобы попасть на мировые рынки, и высокий процент совокупного объема экспорта (82%), идущего по одному нефтепроводу – маршруту Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК).

- Относительно высокий уровень износа электроэнергетической системы, значительная часть которой была введена в эксплуатацию более четырех десятилетий назад, в работе которой все чаще случаются сбои и в которую на протяжении многих лет не поступало надлежащего объема инвестиций.

- Недостаточный объем стратегических мощностей хранения топлива. *Рабочие* (предназначенные для текущих/оперативных нужд) мощности по хранению сырой нефти в Казахстане в настоящее время представляются достаточными для удовлетворения потребностей казахстанских НПЗ в случае кратковременного сбоя в регулярных поставках; однако требуется также обеспечить *стратегические* хранилища, чтобы иметь возможность эффективно реагировать на случаи внезапного и неожиданного сокращения экспортного спроса или объема экспортных мощностей (нефтепроводов). На НПЗ имеются рабочие хранилища готовой продукции, но их емкость относительно невелика – особенно для нефтепродуктов, пользующихся высоким спросом (таких как дизельное топливо или бензин А-95). Дополнительные стратегические мощности хранения необходимы, чтобы избежать остановки НПЗ из-за непредвиденных обстоятельств. Мощности хранилищ природного газа в Казахстане – хотя в настоящее время они являются достаточными для обеспечения внутреннего потребления на уровне 2022 года в течение примерно трех месяцев – все же следует расширить, учитывая прогнозируемое увеличение спроса на газ внутри страны в перспективе.

- Необходимость обеспечить диверсификацию будущего импорта природного газа в связи с тем, что страна постепенно переходит к его наращиванию по мере продвижения программы газификации.

- Необходимость обеспечить диверсификацию поставок нефтепродуктов, пользующихся высоким спросом (таких как дизельное топливо, авиакеросин и бензин А-95), путем внесения дальнейших корректив в ассортимент продукции казахстанских НПЗ, либерализации цен в целях содействия повышению эффективности потребления (а также устранения несанкционированного/нерегистрируемого экспорта) и диверсификации источников импорта.
- Необходимость сохранения транзита газа по национальной системе магистральных трубопроводов страны на высоком уровне, чтобы обеспечить принципиально важный источник дохода для QazaqGas даже в случае постепенного снижения экспорта газа из Казахстана в будущем.
- Ограниченные располагаемые объемы пресной воды – чрезвычайно важной составляющей для производства энергоресурсов, которая задействуется в широком спектре видов деятельности, таких как обратная закачка в пласт на нефтяных месторождениях, добыча урана методом подземного выщелачивания и электролиз для получения «зеленого» водорода в рамках предполагаемого масштабного проекта экологически чистой энергетики в Мангистауской области.
- Сохраняющаяся необходимость повышения энергоэффективности; она способствует укреплению энергетической безопасности, позволяя задействовать энергоресурсы, которые ранее потреблялись расточительно, в других целях.
- Намечающаяся проблема для энергетической безопасности, связанная с развертыванием генерации на базе непостоянных источников энергии (ВИЭ), которое станет для системы проверкой на прочность и повысит важность наличия надежных резервных мощностей базовой нагрузки, в том числе угольных.
- Необходимость увеличения инвестиций в НИОКР и обучение персонала в сфере энергетики.

В основе отчета должен лежать процесс, позволяющий определить конкретные шаги, которые Казахстан мог бы предпринять в отношении вышеперечисленных факторов уязвимости. Предполагается, что такой процесс будет включать следующее:

- Комплексная оценка «запаса прочности» страны по конкретным видам энергоносителей. Расчет запаса прочности будет основываться на оценке геологических запасов, на данных государственного баланса, а также на прогнозах производства и потребления основных энергоресурсов (нефти, газа, электроэнергии).
- Запас прочности послужит показателем, позволяющим определить, в течение какого количества дней объемы поставок энергоресурсов будут иметься в достаточном количестве в случае возникновения непредвиденной ситуации в мире или в соседних странах, которая может (в экстремальном случае) привести к необходимости закрытия границ Казахстана или объявления режима чрезвычайной ситуации государственного масштаба.
- Выявление ключевых пробелов в запасе прочности для конкретных энергоносителей (например, возможность обеспечения поставок на протяжении менее 10 или 30 дней), что потребует выполнения анализа в целях выработки рекомендаций по мерам, которые следует принять властям Казахстана для обеспечения надежности энергоснабжения: (a) на срок до одного года для стратегически важных государственных служб (таких как Министерство внутренних дел, Министерство по чрезвычайным ситуациям, Министерство обороны, медицинские службы, противопожарные службы); и (b) на более короткий срок для населения в целом.
- Такие меры могут, в частности, включать следующее:
  - Строительство нефтебаз для стратегических резервов сырой нефти и нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, авиационного топлива).
  - Строительство дополнительных мощностей хранения газа с определением их оптимальных типов (подземные или иные) и местоположения.
  - Доработка законодательства о чрезвычайных ситуациях и гражданской защите в целях укрепления энергетической безопасности.
  - Варианты обеспечения дополнительных резервных источников питания на электростанциях, в том числе за счет наличия на каждом стратегическом объекте собственных генераторов на топливе для бесперебойной работы или наличия в каждом регионе собственного автономного источника накопления энергии.
  - Варианты замещения газа возобновляемыми источниками энергии с определением наиболее подходящих ВИЭ для решения этой задачи.



ГЛАВА 3

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ В ЕВРАЗИИ

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ В ЕВРАЗИИ

3.1 Ключевые моменты

► Государства-члены Евразийского экономического союза (ЕАЭС) реализуют специальные программы, направленные на гармонизацию их энергетической политики, с целью создания к 2025 году «общих рынков» (т.е. единых на всем пространстве ЕАЭС рынков) нефти/нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии. Хотя такая гармонизация осуществляется по многим направлениям, ожидается, что наиболее существенное влияние на потребителей и производителей энергоресурсов в Казахстане окажут связанные с этим изменения в двух сферах – в сфере ценообразования и в сфере транзита.

► Предполагается, что в рамках ЕАЭС право компаний, не имеющих статуса национальных [государственных], на доступ к трубопроводной системе другого государства-члена ЕАЭС регулируется режимом, установленным последним для внутренних производителей соответствующего энергоресурса (не являющихся аффилированными лицами собственника трубопроводной системы) согласно его внутреннему законодательству. В случае транзита сырой нефти через территорию России действующее российское законода-тельство предусматривает право всех российских производителей нефти на недискриминационный доступ в качестве третьих лиц – *как* для внутренних, *так* и для экспортных продаж – просто путем оплаты установленного тарифа. Таким образом, нероссийские производители могут задействовать систему «Транснефти» для экспорта сырой нефти, в том числе за пределы России, и пользуются этой возможностью уже много лет. Учитывая сокращение трубопроводного экспорта сырой нефти из России в Европу после начала вооруженного конфликта в Украине, сейчас для поставок казахстанской нефти открываются дополнительные (ранее недоступные) мощности на ряде маршрутов системы «Транснефти». Например, стали возможны экспортные поставки сырой нефти (переименованной в «Казахстанскую экспортную смесь сырой нефти» [Kazakhstan Export Blend Crude Oil; KEBCO]) из Казахстана в Германию по северному маршруту газопровода «Дружба», которые стартовали 20 февраля 2023 г. и в настоящее время составляют около 100 000 т в месяц.

► В связи с формированием общего рынка для Казахстана особенно остро встает вопрос формирования цен на нефть и нефтепродукты. Несмотря на то, что правительство Казахстана сохраняет приверженность курсу на общую ценовую либерализацию и достижение рыночного паритета, в стране все еще присутствует высокая степень административного контроля над ценами на нефтепродукты, которые удерживаются на уровне ниже (причем иногда значительно) цен в других странах-членах ЕАЭС. Искусственно заниженные цены лишают производителей стимулов для поставок на внутренний рынок и приводят к несанкционированному/незарегистрированному вывозу казахстанских нефтепродуктов (особенно из приграничных регионов) в соседние государства. Для достижения ценового паритета между Казахстаном и его соседями прежде всего требуются экономические меры, такие как биржевые торги на открытом рынке или либерализация экспорта и импорта. В то же время, несмотря на имеющиеся проблемы в плане гармонизации цен, очевиден прогресс по трем направлениям: гармонизация акцизов, скоординированные действия ЕАЭС по пресечению несанкционированного («серого») экспорта и биржевые торги.

► В отличие от ситуации с нефтью, вопрос транзита газа (и тарифов на его транспортировку) оказывается серьезным камнем преткновения на пути гармонизации в рамках ЕАЭС. Один из главных предметов разногласий заключается в том, следует ли вводить единый тариф (ставку) на транспортировку газа на всем экономическом пространстве ЕАЭС, или же государства-члены должны устанавливать свои собственные тарифы, действующие в пределах их границ, но в равной степени распространяющиеся на весь транспортируемый газ, независимо от страны, из которой он поступает, или от конкретного поставщика. Основные страны-импортеры газа выступают за единый тариф (в целом на уровне средних тарифов, действующих в России), однако с этим не готова согласиться Россия – главный поставщик газа в рамках ЕАЭС – поскольку действующие на ее территории дифференцированные тарифы в существенной мере обеспечивают перекрестное субсидирование между поставками на дальние и ближние расстояния внутри страны, а также между экспортными и внутренними поставками. С точки зрения российской стороны, единый тариф в рамках ЕАЭС будет означать субсидирование Россией стоимости транспортировки газа, которую должны оплачивать поставщики других государств-членов.

► Второй вопрос, связанный с транзитом, касается доступа третьих лиц к российской газотранспортной системе. Хотя Россия разрешила доступ к ней для газа из других государств, такой доступ строго ограничен, распространяясь, как правило, только на объемы, закупаемые «Газпромом» для последующей поставки другим покупателям или через аффилированные лица «Газпрома». Ни у одного нероссийского производителя/отправителя нет возможности поставлять газ напрямую российским потребителям. Тем не менее, в соответствии с правилами, вводимыми в рамках ЕАЭС, нероссийским поставщикам должен быть предоставлен такой же доступ к газопроводам и потребителям, как и у российских «независимых» производителей газа. При этом закон «Об экспорте газа» (2006 г.) предоставляет «Газпрому» монопольный доступ к находящейся в его ведении системе газопроводов для экспортных поставок, что исключает любые возможности экспорта для других российских производителей газа. Таким образом, исходя из правил ЕАЭС, производители газа из других государств-членов (включая Казахстан) также лишены доступа к ней в экспортных целях.

► Проблемы, с которыми сталкивается Казахстан в части гармонизации внутренних цен на природный газ с ценами в других государствах-членах ЕАЭС в преддверии создания общего газового рынка, схожи с аналогичными проблемами на рынке нефти и нефтепродуктов. Уровень цен на газ для конечных потребителей в Казахстане один из самых низких среди государств-членов ЕАЭС, и поэтому их повышение в процессе гармонизации должно быть самым значительным. Потенциальные преимущества общего газового рынка в том виде, в котором он формируется на данный момент, для Казахстана (по сути, конкурирующего с Россией в качестве производителя газа) гораздо менее очевидны, чем для импортирующих газ стран ЕАЭС – особенно учитывая, что возможность доступа к экспортным рынкам за пределами России по сути исключена. Но похоже, что в перспективе Казахстан будет становиться более крупным импортером российского газа, так что текущий расклад может измениться.

► Важная концептуальная особенность общего электроэнергетического рынка в рамках ЕАЭС заключается в том, что он не будет наднациональным – существующие рынки электроэнергии каждой из стран-участниц, включая рынки мощности, будут сохранены. Вместо этого предполагается система тесной интеграции рынков входящих в ЕАЭС стран, которые будут работать на трансграничной основе в сферах торговли электроэнергией, доступа к услугам, межгосударственной передачи электроэнергии и информационного обмена. Сообщается о существенном прогрессе в таких областях, как определение (измерение) межгосударственных сальдо-перетоков электроэнергии, компенсация (нагрузки) и торговля электроэнергией (по свободным двусторонним договорам, по срочным контрактам и на сутки вперед) на трех биржах (Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа, Белорусская универсальная товарная биржа и Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности). Таким образом, влияние общего рынка на внутренние цены на электроэнергию в Казахстане, вероятно, будет ограниченным, поскольку торговля предполагается по срочным контрактам между определенными национальными электроэнергетическими компаниями соответствующих стран вместо большого количества транзакций между разными производителями и потребителями электроэнергии.

► Широкомасштабному сотрудничеству между странами Центральной Азии в сфере энергорынков и энергосистем пока препятствуют исторически сложившиеся разногласия в других сферах, включая, в частности, споры по поводу прав на водные ресурсы и на территории с участием Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана – следствие оставшейся с советских времен демаркации границ. Однако подобные разногласия не являются непреодолимыми, о чем свидетельствуют недавние договоренности, официально урегулировавшие вопрос территориальных претензий Узбекистана к Казахстану и Кыргызстану. Прогресс в вышеуказанных сферах проложит путь для совместных инфраструктурных проектов, таких как предлагаемый проект железнодорожной магистрали «Китай–Кыргызстан–Узбекистан», тем самым создавая импульс (и более благоприятный политический ландшафт), который в конечном итоге может вылиться в формирование более широкой системы региональной торговли энергоресурсами.

► Одним из ключевых факторов, необходимых для реализации совместных энергетических проектов в Центральной Азии, является наличие средств для инвестиций. Представляется, что недостаточная обеспеченность финансовыми ресурсами отдельных центральноазиатских государств пока ограничивает число и масштабы двусторонних энергетических проектов между ними. Двусторонние проекты в сфере энергетики в данном регионе по большей части основаны на сотрудничестве с более крупными и богатыми соседями, такими как Китай, Россия и ОАЭ, а не на договоренностях по развитию энергетической инфраструктуры между отдельными странами Центральной Азии. В последние годы самым активным инвестором в центральноазиатскую энергетику является Китай, который финансирует и реализует совместные проекты по развитию инфраструктуры в соответствии со своей внешнеэкономической политикой «Один пояс, один путь». Российские компании также на протяжении многих лет ведут активную деятельность в регионе, однако проблемы с доступом к международному финансированию, нефтесервисным услугам и запчастям для оборудования в рамках совместных проектов означают, что в 2023 г. работа российских компаний в регионе заметно осложнится.

3.2 Создание общих энергорынков в рамках ЕАЭС означает серьезные изменения во внутреннем ценообразовании в Казахстане и переориентацию межгосударственной торговли энергоресурсами

Казахстан является одним из основателей Евразийского экономического союза (ЕАЭС) – созданной в 2015 году организации региональной экономической интеграции, в которую в качестве полноправных членов входят также Армения, Беларусь, Кыргызстан и Россия. ЕАЭС обеспечивает свободу движения товаров, услуг, капитала и рабочей силы за счет скоординированной и согласованной политики в отраслях, обозначенных в Договоре о Евразийском экономическом союзе.[1] Одной из наиболее значимых отраслей, в которых предполагается интеграция, является энергетика, в связи с чем страны-участницы реализуют специальные программы, направленные на гармонизацию их энергетической политики, с целью создания к 2025 году «общих рынков» нефти/нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии (т.е. единых рынков на всем пространстве, охватывающем страны ЕАЭС).[2] Хотя такая гармонизация

1 http://www.eaeunion.org/?lang=en#about [www.eaeunion.org/?lang=ru#about].

2 В настоящее время торговля энергоресурсами между странами ЕАЭС регулируется в основном специальными двусторонними торговыми соглашениями, которые регламентируют объемы и сроки, ценообразование и другие аспекты, такие как экспортные пошлины.

осуществляется по многим направлениям, ожидается, что наиболее существенное влияние на потребителей и производителей энергоресурсов в Казахстане окажут связанные с этим изменения в двух сферах – в сфере ценообразования и в сфере транзита. Поскольку на общем рынке для каждого вида энергоресурсов будут действовать разные подходы к ценообразованию и правила, регулирующие транзит, каждый из них будет рассматриваться ниже по отдельности. И так как анализ общего прогноза цен для различных энергетических товаров/рынков уже был представлен в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* (и наша оценка на сегодняшний день в целом практически не изменилась), в настоящей главе мы лишь кратко остановимся на ключевых аспектах ценообразования, уделив более пристальное внимание вопросам, имеющим отношение к транзиту энергоресурсов.[3]

3.2.1 Нефть и нефтепродукты

Сырая нефть и нефтепродукты, получаемые при ее переработке, безусловно, являются самыми ценными из производимых в Казахстане энергетических товаров с точки зрения совокупных доходов, а также самыми гибкими с точки зрения применения и самыми выгодными с точки зрения транспортировки (если учитывать сравнительное отношение удельной стоимости на единицу продукции к стоимости транспортировки). В этой связи неудивительно, что в ходе продвижения по пути энергетической интеграции в рамках ЕАЭС казахстанские власти будут с особо пристальным вниманием относиться к вопросам цен на нефть и нефтепродукты и условий их транзита.

Процесс интеграции в ходе формирования общего рынка нефти/нефтепродуктов идет поэтапно. Первый этап, который завершился в декабре 2018 г., предусматривал согласование Программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС и ее утверждение Высшим Евразийским экономическим советом (куда входят лидеры пяти государств-членов). Второй этап, который в настоящее время находится в процессе реализации и намечен к завершению в текущем году, предполагает осуществление предусмотренных Программой шагов, включая разработку единых правил, регулирующих (а) доступ к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также (б) общую торговлю и биржевые торги нефтью и нефтепродуктами на территории государств-членов. Третий этап, окончание реализации которого намечено на 2024 год, завершит формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, а его кульминацией станет подписание официального Договора 1 января 2025 г.

3.2.1.1 Транзит

В отличие от ситуации с природным газом (которая рассматривается ниже) переговоры о доступе Казахстана к системе нефтепроводов «Транснефти» на российской территории для экспорта сырой нефти за пределы России (т.е. об использовании России в качестве транзитной страны) не вызывали серьезных противоречий.[4] В целом принцип доступа к трубопроводным системам для общего рынка нефти/нефтепродуктов (и природного газа) заключается в следующем: право компаний, не имеющих статуса национальных [государственных], на доступ к трубопроводной системе другого государства-члена ЕАЭС регулируется режимом, установленным последним для внутренних производителей соответствующего энергоресурса (не являющихся аффилированными лицами собственника трубопроводной системы) согласно его внутреннему законодательству. В случае сырой нефти действующее российское законодательство предусматривает право всех российских независимых производителей нефти на недискриминационный доступ в качестве третьих лиц – *как* для внутренних, *так* и для экспортных продаж – просто путем оплаты установленного тарифа. Таким образом, нероссийские производители (как независимые, так и национальные компании) могут задействовать систему «Транснефти» для экспорта сырой нефти, в том числе за пределы России, и пользуются этой возможностью уже много лет. Причем ситуация, складывающаяся с 2022 года, судя по всему, будет в еще большей мере содействовать такой практике: учитывая сокращение трубопроводного экспорта сырой нефти из России в Европу, сейчас для поставок казахстанской нефти открываются дополнительные (ранее недоступные) мощности на ряде маршрутов системы «Транснефти». Например, стали возможны экспортные поставки сырой нефти (переименованной в «Казахстанскую экспортную смесь сырой нефти» [Kazakhstan Export Blend Crude Oil; KEBCO]) из Казахстана в Германию по северному маршруту газопровода «Дружба», которые стартовали 20 февраля 2023 г. и в настоящее время составляют около 100 000 т в месяц.[5]

В то же время, через территорию Казахстана осуществляется транзит российской сырой нефти в Китай по системе КТО и по нефтепроводу Казахстан–Китай (ККТ) с 2014 года. Объем поставок составляет около 10 млн т в год.

3.2.1.2 Ценообразование

Гораздо более проблемным моментом для Казахстана в связи с формированием общего рынка представляется вопрос ценообразования. Несмотря на то, что правительство Казахстана сохраняет приверженность курсу на общую ценовую либерализацию и достижение рыночного паритета, в стране все еще присутствует высокая степень административного контроля над ценами на нефтепродукты, которые удерживаются на уровне ниже (причем иногда значительно) цен в других странах-членах ЕАЭС. Социальная задача по обеспечению розничных потребителей недорогим топливом на внутреннем рынке, несомненно, имеет высокий приоритет в государственной политике, однако при этом возникает ряд негативных экономических последствий, а именно:

- Казахстанские производители нефти (которые фактичес-

3 Более подробная информация о формировании цен на энергоресурсы в рамках создания общих рынков представлена в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса KAZENERGY, стр. 109-112, 137-138 и 177-181 [в русскоязычной версии: 114-118, 143 и 184-189].

4 Аналогичным образом обстоят дела и с предоставлением доступа к российским нефтепродуктопроводам для транзита нероссийских экспортных объемов на рынки стран, не входящих в ЕАЭС, однако по сути данный вопрос не так актуален, учитывая незначительные объемы и виды нефтепродуктов, которые Казахстан экспортирует на такие рынки через Россию, а также общую географию и структуру российской системы нефтепродуктопроводов.

5 https://www.reuters.com/article/kazakhstan-oil-exports/update-1-kazakhstan-to-send-100000-t-of-crude-to-germany-via-druzhba-in-may-idUSL1N37L1P2.

ки субсидируют искусственно заниженные розничные цены за счет продажи сырой нефти по ценам значительно ниже складывающихся на мировом рынке), а также нефтепереработчики и оптовики (которые получают крайне ограниченную розничную маржу) лишаются стимулов для поставок на внутренний рынок.

- Возникают потенциальные проблемы в плане энергетической безопасности, связанные с несанкционированным/незарегистрированным вывозом казахстанских нефтепродуктов (особенно из приграничных регионов) в соседние государства (например, в Россию или Кыргызстан), где цены значительно выше (т.н. «серый экспорт»).
- Еще одним проблемным аспектом в плане энергетической безопасности, связанным с интеграцией, является роль нефтепродуктов российского производства на внутреннем казахстанском рынке. В условиях общего рынка российские нефтепереработчики, располагающие внушительным объемом производственных мощностей, получат беспрепятственный доступ к казахстанским потребителям, что потенциально позволит им вытеснить продукцию казахстанского производства в некоторых сегментах рынка или регионах Казахстана.

Попытки решить эти проблемы с помощью временных административных мер (таких как полные запреты на экспорт, ограничения объема закупок или введение дифференцированных цен) помогут справиться с ситуацией лишь на какой-то период, но по сути не устранят корень проблемы, которая заключается в том, что возможность обеспечить себе более низкие цены или более высокую прибыль создает мотивацию для транспортировки нефтепродуктов за границу вместо поставок на внутренний рынок. Для достижения ценового паритета между Казахстаном и его соседями прежде всего требуются экономические меры, такие как биржевые торги на открытом рынке или либерализация экспорта и импорта.

Как будет более подробно рассматриваться в Главе 5, в настоящее время Казахстан приступает к либерализации внутренних цен на нефтепродукты, и для обеспечения ценовой гармонизации на всем экономическом пространстве ЕАЭС, необходимой для формирования общего рынка, такая либерализация должна стать еще более существенной. *В Национальном энергетическом докладе за 2021 год* уже отмечалось, что для достижения этой цели Казахстану потребуется внести более значительные коррективы во внутреннюю политику ценообразования, чем любому другому государству-члену ЕАЭС, поскольку розничные цены на бензин и дизельное топливо в Казахстане самые низкие среди пяти входящих в ЕАЭС стран (см. Рисунок 3.1 «Средние розничные цены на бензин А-92 в ряде стран ЕАЭС» и Рисунок 3.2 «Средние розничные цены на дизельное топливо в ряде стран ЕАЭС»).

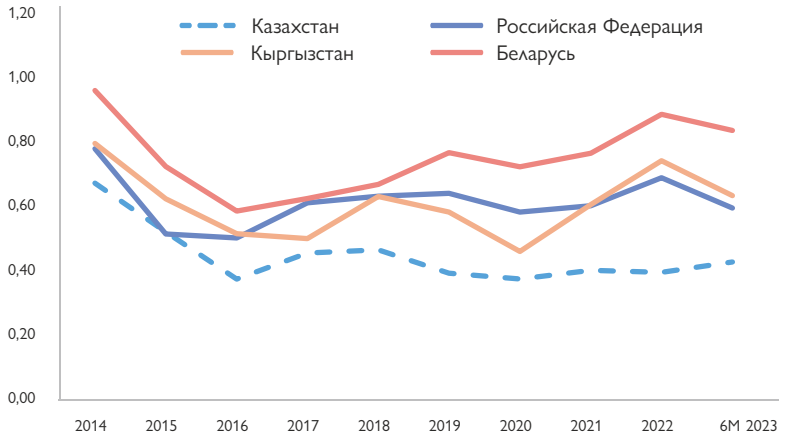
То обстоятельство, что на пространстве ЕАЭС в Казахстане складывается более низкий уровень цен, акцентирует его уникальную позицию по отношению к России в сравнении с другими странами-участницами. Казахстан является чистым экспортером нефти и газа, и первоочередное значение для него имеет экспорт энергоресурсов на мировые рынки, в связи с чем он скорее конкурирует с Россией, чем находится с ней в условиях взаимодополнения. В отличие от этого, структура торговли остальных государств-членов ЕАЭС, которые главным образом импортируют российские энергоносители, в большей мере ориентирована на экономическое пространство (и цены) России, что облегчает процесс рыночной интеграции, поскольку их деятельность уже во многом согласуется с общероссийской практикой. Учитывая неоспоримое лидерство России с точки зрения масштаба и экономического веса – на нее приходится 79% населения, 86% производства нефти и 85% совокупного ВВП в рамках ЕАЭС – цены на нефть при любом сценарии гармонизации будут неизбежно приводиться в более тесное соответствие с ценами, складывающимися в России.

И действительно, недавно КРЕМ и Министерство энергетики повысили предельные розничные цены на моторное топливо на внутреннем рынке.[6] 12 апреля 2023 г. предельная розничная цена на бензин АИ-92 выросла со 182 тенге до 205 тенге за литр, а на дизельное топливо – с 230-260 тенге (в зависимости от региона) до 295 тенге за литр. Это, в свою очередь, способствовало росту спроса на автогаз (СУГ), широко используемый в качестве замещающего вида топлива для автомобилей в Казахстане, средняя цена на который в стране в настоящее время составляет около 80 тенге за литр. В июне 2023 года Министерство энергетики объявило о планах постепенного повышения розничных цен на СУГ до уровня (120 тенге за литр), при котором импорт из России (где предложение СУГ значительно превышает объемы внутреннего потребления) стал бы конкурентоспособным по цене на внутреннем рынке, что в случае необходимости позволит прибегать к нему для обеспечения рыночного баланса.[7]

6 Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ) Министерства национальной экономики Республики Казахстан является государственным органом Республики Казахстан, осуществляющим контроль и регулирование деятельности, отнесенной к сфере естественной монополии и общественно значимых рынков. https://www.gov.kz/memleket/entities/krem/about?lang=en [https://www.gov.kz/memleket/entities/krem/about?lang=ru].

7 См. S&P Global Commodity Insights Strategic Report, *An Uphill Struggle: Russia's LPG producers face major new near-term marketing challenges coupled with longer-term feedstock risks,* October 2022 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор *«Борьба с препятствиями: наряду с новыми серьезными проблемами сбыта в краткосрочной перспективе российским производителям СУГ грозят также долгосрочные риски в части сырья»*, октябрь 2022 г.].

Рисунок 3.1 Средние розничные цены на бензин А-92 в ряде стран ЕАЭС (долл./литр)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Рисунок 3.2 Средние розничные цены на дизельное топливо в ряде стран ЕАЭС (долл./литр)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

3.2.1.3 Сферы, где наблюдается прогресс

Несмотря на имеющиеся проблемы в плане гармонизации цен, очевиден прогресс по трем направлениям: гармонизация акцизов, скоординированные действия ЕАЭС по пресечению несанкционированного («серого») экспорта и биржевые торги. 24 марта 2022 г. Правительство Республики Казахстан приняло Постановление №155, которым были повышены акцизы на бензин (на 10 тенге за литр) и на дизельное топливо (на 20 тенге за литр). При этом акцизы в Казахстане по-прежнему составляют лишь 39,5% от уровня российских акцизов на автомобильный бензин и 54,2% от уровня российских акцизов на дизельное топливо (см. Рисунок 3.3 «Акцизы на нефтепродукты в ряде стран ЕАЭС»).

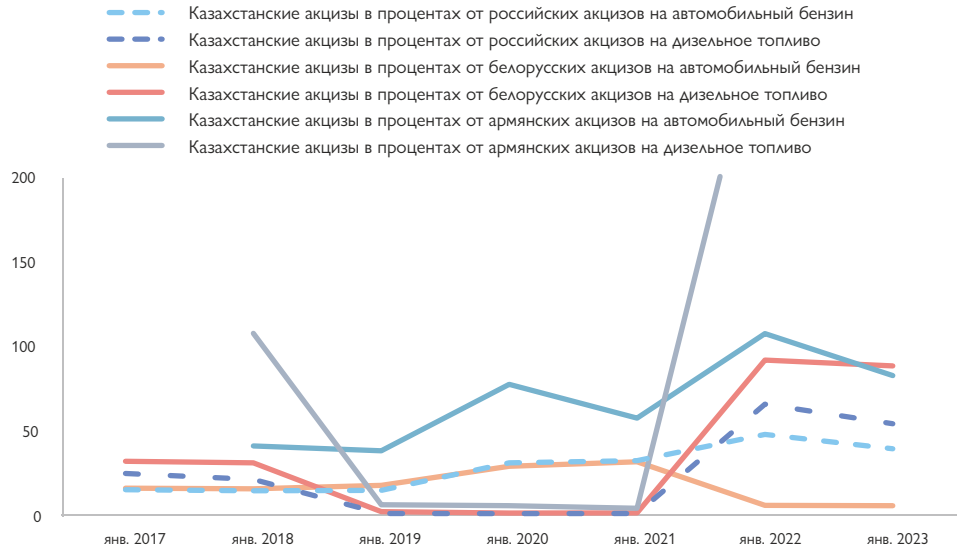
Данный шаг является одной из составляющих более широкого комплекса мер по приведению налогов на нефтепродукты в соответствие с российскими в свете текущей гармонизации в рамках ЕАЭС. Предусмотрены также дальнейшие изменения в налогообложении ГСМ в преддверии запланированного старта работы общего рынка.

22 июня 2022 г. Министерства финансов, внутренних дел и энергетики совместно с Комитетом национальной безопасности Республики Казахстан выпустили совместный приказ, запрещающий вывоз с территории страны бензина, дизельного топлива и некоторых других нефтепродуктов автомобильным транспортом сроком на шесть месяцев.[8] Хотя такие запреты на вывоз нефтепродуктов, направленные на ограничение контрабанды моторного топлива, за последние десятилетия вводились в Казахстане довольно часто, текущий запрет приведен в соответствие с установленными протоколами ЕАЭС:

- Он базируется не только на казахстанском законодательстве, но и на статье 29 Договора о ЕАЭС (и разделе 10 Приложения 7 к нему).

8 За исключением вывоза в бензобаках, предусмотренных заводом-изготовителем автомобильных транспортных средств, а также в отдельных емкостях объемом не более 20 литров.

Рисунок 3.3 Акцизы на нефтепродукты в ряде стран ЕАЭС (%)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

- Наименования видов топлива, на которые распространяется действие приказа, указаны в соответствии со стандартными спецификациями ЕАЭС.
- Совместным приказом Министерству энергетики предписывается уведомить Министерство торговли и интеграции Республики Казахстан о необходимости в установленном порядке информировать о введении запрета Евразийскую экономическую комиссию в соответствии с Договором о ЕАЭС.

Прогресс в сфере биржевых торгов (пункт 35 Программы ЕАЭС для рынка нефти и нефтепродуктов) проявляется в наращивании сотрудничества между казахстанскими и российскими биржами и в продвижении по пути создания новой товарной биржи на базе Международного финансового центра «Астана». Основанные в 2008 году АО «Товарная биржа Евразийской торговой системы» (ТБ ЕТС; Алматы, Казахстан) и Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ; Россия) недавно приступили к реализации ряда совместных инициатив:

- В августе 2020 г. СПбМТСБ приобрела пакет акций ТБ ЕТС в размере 5% уставного капитала. «Сделка была проведена в соответствии с программой межбиржевого сотрудничества с площадками государств-партнеров по договору о Евразийском экономическом союзе» – как сообщалось, с целью создания условий «для развития электронной торговли на общем рынке государств-членов ЕАЭС, а также вывода российских товаров на международные рынки. Опыт СПбМТСБ помогает осуществить на ЕТС запуск торгов нефтепродуктами, в том числе СУГ, авиакеросином».[9]
- 9 июля 2021 г. объявлено о начале сотрудничества между Международным финансовым центром «Астана» (МФЦА), ТБ ЕТС и ее акционерами по формированию и развитию биржевого товарного рынка (ориентированного на экспортируемые товары) на базе МФЦА.[10]
- Вскоре после этого, 21 июля 2021 г., Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК) провела первые имитационные биржевые торги нефтепродуктами ЕАЭС совместно с СПбМТСБ (в ходе которых состоялось более 60 сделок с дизельным топливом и бензином).

В результате реализации этих и иных инициатив, направленных на содействие развитию биржевой торговли, по оценкам Министерства энергетики Казахстана, доля биржевых торгов нефтепродуктами в стране постепенно вырастет с уровня около 10% от объема производства в 2021-22 гг. до 15-20% к 2024 г.

3.2.2 Природный газ

Работа по формированию общего рынка природного газа ЕАЭС ведется отдельно от рынка нефти и нефтепродуктов; официальные Программы по обоим рынкам были утверждены Высшим Евразийским экономическим советом одновременно – в декабре 2018 г. На первом этапе, предусмотренном Программой в отношении газа, государства-члены формулировали основные принципы общего рынка и занимались обеспечением необходимой гармонизации внутригосударственного законодательства. О переходе ко второму этапу реализации Программы по газу было объявлено на заседании Высшего Евразийского экономического совета 11 декабря 2020 г. Он предполагает деятельность, направленную на развитие инфраструктурных, технологических и правовых основ общего рынка с акцентом на разработку единых правил, регулирующих (а) доступ к газотранспортным системам, а также (б) торговлю в целом и биржевые торги природным газом в государствах-членах ЕАЭС. Второй этап

9 https://interfax.com/newsroom/top-stories/69706/.

10 https://aifc.kz/en/news/commodity-exchange-activities-will-be-formed-and-developed-at-the-aifc [https://aifc.kz/ru/news/commodity-exchange-activities-will-be-formed-and-developed-at-the-aifc].

Программы должен завершиться ратификацией межправительственного соглашения об общем рынке (Международного договора о формировании общего рынка газа Евразийского экономического союза). Проект Договора был выпущен Евразийской экономической комиссией в апреле 2021 г., и сейчас представители государств-членов обсуждают его детали в целях ратификации, которая должна состояться в течение 2023 года, а вступление Договора в силу намечено на 1 января 2025 года. При этом в 2023-24 гг. будет продолжаться работа над вторым этапом Программы.

3.2.2.1 Транзит

Как и в случае с общим рынком нефти/нефтепродуктов, высокую актуальность на экономическом пространстве ЕАЭС имеет вопрос о формировании цен на природный газ. При этом основным фактором, затрудняющим путь гармонизации, оказался тариф на транспортировку – так было и при утверждении Программы по газу Высшим Евразийским экономическим советом в конце 2018 г. (когда решение по поводу тарифов было перенесено на более позднюю дату), и в ходе ряда последующих совещаний на высоком уровне в 2020-22 гг. (на которых этот вопрос снова и снова откладывался). Активные усилия, направленные на урегулирование проблемы, продолжаются и по сей день. Недавним событием в этом плане стало состоявшееся 16-17 мая 2023 г. заседание Совета руководителей уполномоченных органов государств Евразийского экономического союза в сфере энергетики, посвященное решению «вопросов, по которым сторонам продолжительное время не удавалось достичь консенсуса». Причем государства-члены, судя по всему, решили приостановить официальные встречи по данной проблеме – по крайней мере, временно: «Поиск решений по чувствительным для сторон вопросам будет продолжен как на двусторонней основе, так и на более высоком уровне в целях скорейшего завершения и принятия основополагающих документов по общим рынкам».[11]

Сложность решения вышеуказанного вопроса усугубляется тем, что он затрагивает интересы всех государств-членов – не только производителей-экспортеров газа (Казахстан и Россию), но и стран-импортеров газа (Армению, Беларусь и Кыргызстан). По сути, имеется два предмета разногласий. Главный из них (и значимый для всех стран ЕАЭС) заключается в том, следует ли вводить единый тариф (ставку) на транспортировку на всем экономическом пространстве ЕАЭС, или же государства-члены должны устанавливать свои собственные тарифы, действующие в пределах их границ и в равной степени распространяющиеся на весь транспортируемый по их территории газ, независимо от страны, из которой он поступает, или от конкретного поставщика. Крупные импортеры газа выступают за единый тариф (в целом на уровне средних тарифов, действующих в газотранспортной системе России). Однако с этим не готова согласиться Россия – основной поставщик газа в рамках ЕАЭС – поскольку на ее территории в отношении «Газпрома» и сторонних поставщиков (третьих лиц), а также в отношении экспортных и внутренних поставок, действуют дифференцированные тарифы. Урегулирование вопроса усложняет и существенный масштаб перекрестного субсидирования между поставками на дальние и ближние расстояния на внутреннем рынке, поскольку для российской стороны включение такой составляющей в единый тариф ЕАЭС представляется равнозначным субсидированию Россией стоимости транспортировки газа, которую должны оплачивать поставщики других государств-членов.

Второй предмет разногласий связан с доступом третьих лиц к российской газотранспортной системе. Хотя Россия разрешила доступ к ней для газа из других государств, такой доступ строго ограничен, распространяясь, как правило, только на объемы, закупаемые «Газпромом» для последующей поставки другим покупателям или через аффилированные лица «Газпрома». Ни у одного нероссийского производителя/отправителя нет возможности поставлять газ напрямую российским потребителям. Тем не менее, в соответствии с правилами, вводимыми в рамках ЕАЭС, нероссийским поставщикам должен быть предоставлен такой же доступ к газопроводам и потребителям, как и у российских «независимых» производителей газа. При этом закон «Об экспорте газа» (2006 г.) предоставляет «Газпрому» монопольный доступ к находящейся в его ведении системе газопроводов для экспортных поставок, что исключает любые возможности экспорта для других российских производителей газа. Таким образом, исходя из правил ЕАЭС, производители газа из других государств-членов (включая Казахстан) также лишены доступа к ней в экспортных целях. В свою очередь, для всех российских производителей/поставщиков газа, желающих работать в Казахстане, будет действовать такой же принцип.

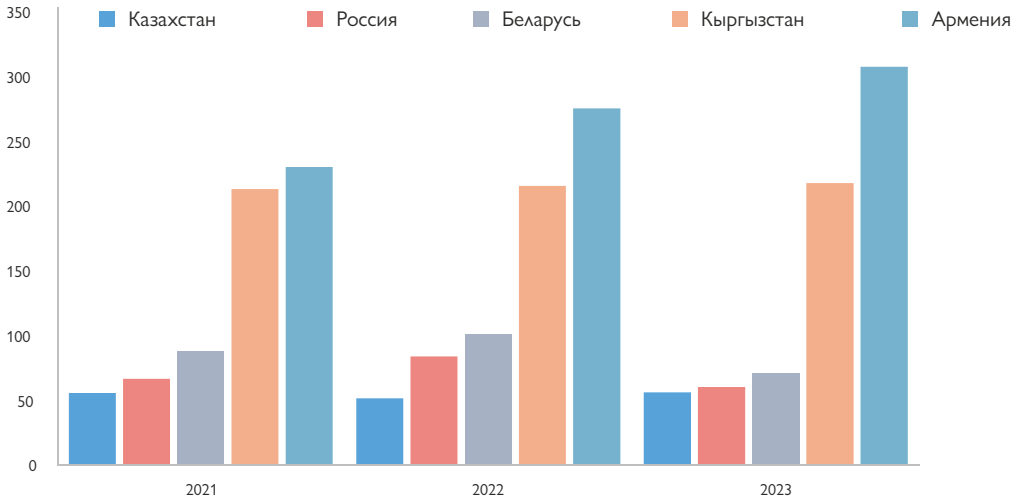
3.2.2.2 Ценообразование

Проблемы, с которыми сталкивается Казахстан в части гармонизации внутренних цен на природный газ с ценами в других государствах-членах ЕАЭС в преддверии создания общего газового рынка, схожи с аналогичными проблемами на рынке нефти и нефтепродуктов. Уровень цен на газ для конечных потребителей в Казахстане один из самых низких среди государств-членов ЕАЭС, и поэтому их повышение в процессе гармонизации должно быть самым значительным (см. Рисунок 3.4 «Регулируемые тарифы на природный газ для населения в странах ЕАЭС»). В Казахстане сохраняется существенный административный контроль над ценами на газ для конечных потребителей, и на протяжении определенного времени реализуется социальная цель по обеспечению поставок на внутренний рынок недорогого топлива промышленным и коммерческим потребителям, а также населению. Такая практика лишает казахстанских производителей стимулов к обеспечению новых объемов товарного газа (поскольку они фактически субсидируют искусственно заниженные цены для потребителей за счет продажи своего газа по ценам значительно ниже рыночного уровня или себестоимости добычи). Однако даже несмотря на это продажи на внутреннем рынке с финансовой точки зрения являются убыточными для национальной компании QazaqGaz (убытки от поставок на внутренний рынок компенсируются лишь выручкой от экспортных и транзитных операций, которая позволяет компании в целом сохранять финансовую состоятельность).

Мы уже отмечали, что для обеспечения гармонизации в соответствии с текущим графиком создания общего рынка

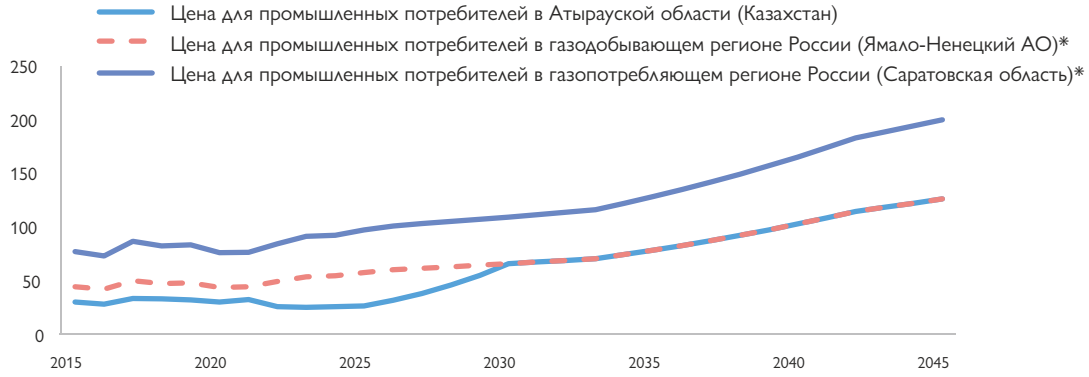
11 https://eec.eaeunion.org/en/news/strany-eaes-sblizhayut-pozitsii-po-voprosam-formirovaniya-obshchikh-rynkov-gaza-nefti-i-nefteprodukt/ [https://eec.eaeunion.org/news/strany-eaes-sblizhayut-pozitsii-po-voprosam-formirovaniya-obshchikh-rynkov-gaza-nefti-i-nefteprodukt/].

Рисунок 3.4 Регулируемые тарифы на природный газ для населения в странах ЕАЭС (долл./тыс. м^3)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Рисунок 3.5 Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России (долл./тыс. м^3)



Примечания: Цены включают НДС. Предполагается преодоление ценового разрыва между Атырауской областью и Ямало-Ненецким АО в 2025-30 гг.
Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

цены на газ в Казахстане должны существенно вырасти. В частности, цены на газ для промышленных потребителей в период с 2021 г. по 2025 г. необходимо повышать на 16% ежегодно, чтобы привести их в соответствие с ценами в газодобывающих регионах России.[12] Согласно нашей оценке (аналогичной мнению министра энергетики Республики Казахстан, озвученному несколько лет назад), которая была представлена в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*, Казахстану следует привести свои цены на природный газ в соответствие с ценами в газодобывающих российских регионах (например, в Ямало-Ненецком автономном округе), нежели с более высокими ценами в потребляющих газ регионах Европейской части России, таких как соседняя Саратовская область (см. Рисунок 3.5 «Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России»).[13] Такой подход позволит:

- обрабатывающей промышленности Казахстана – сохранить конкурентоспособность в рамках более широкого экономического пространства ЕАЭС;
- правительству – обеспечить менее существенное (хотя и ощутимое) повышение цен для потребителей, чем в случае применения других базисных ценовых показателей;
- QazaqGaz – выйти на окупаемость на внутреннем сегменте своего рынка;
- создать потенциальные стимулы для наращивания производства товарного газа.

12 Внутренние российские цены на газ дифференцируются по группам потребителей и ценовым зонам в зависимости от протяженности маршрута транспортировки из основного добывающего региона в Западной Сибири до потребителей. 16% является значением, полученным в результате расчетов S&P Global, которое показывает, насколько необходимо повышать цены в Атырауской области, чтобы сравняться с уровнем цен в Ямало-Ненецком автономном округе России.

13 KAZENERGY, *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год*, стр. 137 [в русскоязычной версии: 143].

3.2.2.3 Торговля газом

Помимо вопросов транспортировки и ценообразования, ведется обсуждение механизмов, с помощью которых будет осуществляться межгосударственная торговля газом. Когда была впервые выдвинута идея создания ЕАЭС, трансграничную торговлю газом планировалось реализовывать через биржи. Однако на практике сформировался двойной подход, предполагающий продолжение существующих двусторонних торговых отношений наряду с введением биржевых торгов в качестве дополнения. В настоящее время биржевые торги газом на рынках ЕАЭС осуществляются только на СПбМТСБ, где помимо российских продавцов и покупателей присутствуют также некоторые белорусские участники.

3.2.2.4 Резюме

Потенциальные преимущества общего газового рынка в том виде, в котором он формируется на данный момент, для Казахстана (по сути, конкурирующего с Россией в качестве производителя газа) гораздо менее очевидны, чем для импортирующих газ стран ЕАЭС – особенно учитывая, что возможность доступа к экспортным рынкам за пределами России по сути исключена. Но похоже, что в перспективе Казахстан будет становиться более крупным импортером российского газа, так что текущий расклад может измениться.

В соответствии с концепцией общего рынка Казахстан фактически отказывается от контроля над внутренними ценами на газ, одновременно соглашаясь с предоставлением более благоприятных условий для всех объемов российского газа, ввозимого в Казахстан или проходящего транзитом по его территории. Похоже, в кулуарах официальной многосторонней структуры ЕАЭС две страны пытаются прийти к взаимоприемлемому компромиссу, потенциально предполагающему расширение сотрудничества в области поставок газа и эксплуатации газовой инфраструктуры в общих рамках «газового союза» с участием Узбекистана, Казахстана и России, предложение о создании которого выдвинул Президент Владимир Путин осенью 2022 года (см. Главу 2). Достижение договоренности в ходе двусторонних переговоров помогло бы решить сразу два вопроса: оптимизировать логистику перетоков газа (и электроэнергии) между Россией и Центральной Азией, а также нарастить поставки российского газа в северные и восточные регионы Казахстана. Что касается первого из вышеуказанных вопросов, то наличие прозрачных и предсказуемых правил в отношении тарифов на транспортировку между Россией и Казахстаном не только устранило бы серьезное препятствие на пути создания общего рынка, но и могло бы способствовать формированию схем встречных («своповых») поставок газа со странами, граничащими с ЕАЭС – такими как Узбекистан и Туркменистан, для которых Казахстан в некоторых случаях служил бы транзитной территорией.[14] По второму вопросу в настоящее время ведутся переговоры, однако в начале июня 2023 года министр энергетики Республики Казахстан Алмасадам Саткалиев охарактеризовал их как «сложные», отметив, что в рамках новых поставок из России «дешевого газа не будет».[15]

3.2.3 Электроэнергия

Формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС идет несколько иным путем, чем для нефти/нефтепродуктов и природного газа. В апреле 2019 года (чуть позже утверждения Программ по нефти/нефте-продуктам и газу, которое состоялось в декабре 2018 г.) была достигнута договоренность по созданию общего рынка электроэнергии и подготовлен проект международного договора (протокол), определяющий правовые основы и принципы функционирования общего рынка, а также сферы, которые будут регулироваться его правилами. Впоследствии он был одобрен Высшим Евразийским экономическим советом. Договор наделяет Евразийский межправительственный совет и Совет Евразийской экономической комиссии полномочиями по утверждению актов, регулирующих общий рынок ЕАЭС; определяет его участников и инфраструктурные организации, включая органы и организации, которые обеспечивают его функционирование; а также устанавливает способы торговли электроэнергией на нем.[16]

Работа по созданию общего рынка ведется в соответствии с документом, носящим название «Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе», который был ратифицирован высшими органами власти всех государств-членов к 5 апреля 2022 г. Важная концептуальная особенность общего электроэнергетического рынка в рамках ЕАЭС заключается в том, что он не будет наднациональным – существующие рынки электроэнергии каждой из стран-участниц, включая рынки мощности, будут сохранены. Вместо этого предполагается система тесной интеграции рынков входящих в ЕАЭС стран, которые будут работать на трансграничной основе в сферах торговли электроэнергией, доступа к услугам, межгосударственной передачи электроэнергии и информационного обмена. Такая конфигурация общего рынка основана на историческом опыте функционирования межгосударственной электроэнергетической системы, включавшей два государства-члена ЕАЭС (Казахстан и Кыргызстан), в советский и ранний постсоветский периоды. Однако более существенной интеграции электроэнергетических систем Центральной Азии, вероятно, по-прежнему будет препятствовать то обстоятельство, что с момента обретения независимости каждое из центральноазиатских государств отдавало приоритет безопасности и независимости собственных электросетей, а не общей системе (см. текстовую вставку «Коллапс созданной в советскую эпоху интегрированной электроэнергетической системы Центральной Азии из-за конкурирующих государственных интересов»).

14 S&P Global Commodity Insights, Russia Watch, *Damage Control: How is Russia's energy industry adapting to intensified Western sanctions and new domestic political and economic constraints?* March 2023, p. 51 [S&P Global Commodity Insights, Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры: как российская энергетика адаптируется к ужесточению западных санкций и новым внутренним политическим и экономическим ограничениям?»*, март 2023 г., стр. 51].

15 *Argus Eurasia Energy*, 8 июня 2023 г.

16 https://www.inform.kz/en/eaeu-reaches-agreement-on-common-electricity-market_a3520056 [https://www.belta.by/economics/view/strany-eaes-ustranili-vse-raznoglasija-po-obschemu-elektroenergeticheskomu-rynku-345167-2019/].

КОЛЛАПС СОЗДАННОЙ В СОВЕТСКУЮ ЭПОХУ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ ИЗ-ЗА КОНКУРИРУЮЩИХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ИНТЕРЕСОВ

В советские времена Объединенная энергетическая система Центральной Азии (ОЭС ЦА) являлась частью общегосударственной сети СССР, и ее центральное диспетчерское управление обеспечивалось из Ташкента (Узбекистан). ОЭС ЦА работала параллельно с другими региональными электроэнергетическими системами государства, в том числе расположенными на территории России или Северного Казахстана (в котором для производства электроэнергии использовался уголь).[17] Система Центральной Азии была в своем роде уникальной: тогда как другие электроэнергетические системы в составе СССР находились в пределах границ союзных республик или их внутренних регионов, она объединяла сразу несколько республик, одни из которых были богаты гидроэнергетическими ресурсами, а другие обладали значительным объемом тепловых мощностей – соответственно, потоки электроснабжения варьировались в зависимости от сезона (обеспечивались преимущественно за счет того типа мощностей, который целесообразнее использовать в данном сезоне). Учитывая наличие интегрированной энергосистемы и значительные различия в составе электроэнергетических мощностей между государствами в Центральной Азии, после распада СССР страны-преемники единодушно выразили намерение сохранить централизованное диспетчерское управление в данном регионе. Однако настоящего взаимодействия так и не удалось достичь, поскольку несовпадения в потреблении водных ресурсов и электроэнергии неизбежно вели к разногласиям, которые в итоге вылились в развал общерегиональной энергосети.

Основное разногласие, препятствовавшее сотрудничеству, было связано с ролью расположенных в верховье рек на гористой местности гидроэлектростанций (ГЭС) Кыргызстана и Таджикистана в регулировании больших объемов воды, идущих в северном направлении на нужды сельского хозяйства республик, которые находятся в низовье (Казахстана, Туркменистана и Узбекистана). По сути, идея заключалась в том, чтобы в летние месяцы, когда сельское хозяйство более всего нуждается в воде для орошения, подача воды с ГЭС речной системы Амударьи и Сырдарьи (включая их притоки) увеличивалась, и, соответственно, рос объем поступления в регион вырабатываемой на них электроэнергии. И наоборот, в зимние месяцы, когда нужды сельского хозяйства были не так велики, гидроэнергетические объекты предполагалось больше использовать для хранения воды в относящихся к ним водохранилищах, а связанное с этим снижение объемов выработки гидроэлектроэнергии компенсировать за счет тепловых электростанций региона. Однако на деле в СССР часто происходило прямо противоположное – в зимний период, когда потребности в электроэнергии росли, выработка на ГЭС увеличивалась, поскольку ГЭС задействовались для балансирования электроэнергетической системы (обеспечивая реактивную мощность при резком росте спроса на электроэнергию). В результате, вопреки несколько утопическому советскому идеалу, использование гидроэлектроэнергии в регионе зачастую приводило к усугублению засухи летом и затоплению зимой, что выливалось в бюрократические конфликты между органами власти, представляющими интересы электроэнергетики и сельского хозяйства, а также республиканскими чиновниками.[18]

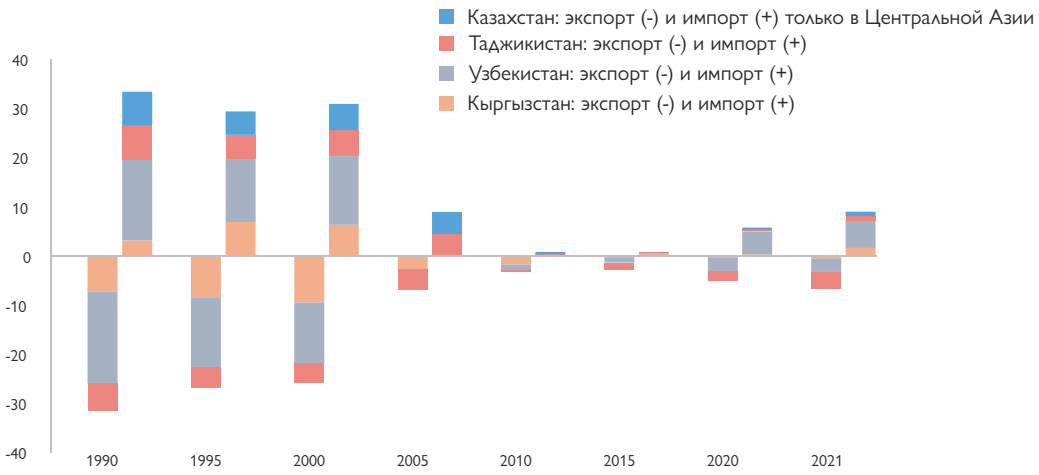
После распада СССР лидеры каждого из новых независимых государств Центральной Азии стали все в большей мере руководствоваться собственными национальными интересами, отдавая приоритет надежности и безопасности электроэнергетической системы, а не многостороннему сотрудничеству. К 2019 году торговля электроэнергией между государствами Центральной Азии сократилась в разы по сравнению с показателями 1980-х гг., хотя с 2020 года наблюдается ее подъем – в основном из-за напряженной ситуации с электроснабжением в Узбекистане (см. Рисунок 3.6 «Торговля электроэнергией в Центральной Азии»). В 2003 г. Туркменистан стал первым государством, вышедшим из ОЭС ЦА, поскольку, учитывая богатые запасы газа в стране, автономное функционирование было сочтено более стабильным. Завершение к 2008 г. строительства новых линий электропередачи напряжением 500 кВ в Таджикистане и Казахстане повысило их независимость от системы, оставшейся в наследие от прошлых времен, что повлекло изменения в режиме взаимообмена электроэнергией между этими государствами и их соседями, одновременно усложнив трансграничные перетоки электроэнергии в регионе в целом.[19] В результате таких нарушений в электроэнергетических связях централизованная система пошатнулась, и в 2008 г. из ОЭС ЦА вышел Казахстан. В 2009 г. за ним последовал Узбекистан в знак протеста против планов Таджикистана в части гидроэнергетики. Тем не менее, в определенной мере продолжается взаимодействие в данной сфере между Казахстаном, Узбекистаном и Кыргызстаном в целях поддержания стабильности систем каждой из стран. Однако Таджикистан и Туркменистан по-прежнему официально сохраняют независимость от любых форм организованного сотрудничества в сфере водопользования и электроэнергетики в Центральной Азии.

17 Если говорить конкретнее, то интегрированная энергосистема Центральной Азии включала южную часть Казахстана, а также энергосистемы Узбекистана, Таджикистана, Кыргызстана и Туркменистана. В ее состав входили 83 электростанции, соединенные между собой сетью линий электропередачи напряжением 220 кВ и 500 кВ.

18 Более подробная информация представлена в материале IHS CERA Decision Brief, *Central Asian Hydro Dispute Heightens Tensions between Upstream and Downstream Neighbors,* May 2013 [IHS CERA, Краткий обзор *«Разногласия по вопросу использования гидроресурсов в Центральной Азии усиливают напряженность между странами верховья и низовья рек»*, май 2013 г.].

19 Узбекистан часто превышал нормы отбора электроэнергии из региональной сети, что нарушало работу новой казахстанской линии «север-юг» и приводило к дефициту электроэнергии в отдельных частях Казахстана. Превышал нормы отбора и Таджикистан – главным образом, в зимний период.

Рисунок 3.6 Торговля электроэнергией в Центральной Азии (млрд кВт*ч)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Продвижение к практической реализации общего электроэнергетического рынка, старт которого – аналогично общим рынкам нефти/нефтепродуктов и газа – намечен на 1 января 2025 г., сопровождается как успехами, так и проблемами. В состоявшемся 7 декабря 2020 г. интервью с участием помощника председателя Коллегии Евразийской экономической комиссии были обозначены четыре незавершенных круга задач, работу над которыми ожидалось окончить к середине 2022 г. или к середине 2023 г. с последующим утверждением Евразийским межправительственным советом в преддверии запуска общего рынка в 2025 году.[20] При этом предполагалась разработка и принятие документов, устанавливающих правила (процедуры), регулирующие:

- Взаимную торговлю электроэнергией (по свободным двусторонним договорам, по срочным контрактам и на сутки вперед), с предполагаемым сроком принятия до 1 июля 2022 г.
- Доступ к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии, с предполагаемым сроком принятия до 1 июля 2022 г.
- Определение и распределение пропускной способности межгосударственных сечений, с предполагаемым сроком принятия до 1 июля 2022 г.
- Информационный обмен, с предполагаемым сроком принятия до 1 июля 2023 г.

Однако менее чем через год, в новостях от 10 февраля 2022 г.,[21] сроки утверждения документов были обозначены уже как «2022 и 2023 гг.», и на момент подготовки настоящего Доклада Евразийский межправительственный совет утвердил только правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии.[22] Вместе с тем, на прошедшем 8 июня 2023 г. заседании представителей Подкомитета по формированию общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, организованном Евразийской экономической комиссией совместно с СПбМТСБ, обсуждались вопросы внесения уточнений в проект правил централизованной торговли электроэнергией и информационного обмена. СПбМТСБ была определена в качестве одного из трех операторов централизованной торговли электроэнергией по срочным контрактам (другими двумя выбранными торговыми площадками стали Белорусская универсальная торговая биржа и Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности).[23]

По имеющейся информации, достигнут существенный прогресс в таких областях, как измерение межгосударственных сальдо-перетоков электроэнергии и компенсация (нагрузки). А именно, было согласовано, что на общем рынке электрическая энергия будет измеряться на межгосударственных линиях электропередачи (а не в точках ее непосредственного производства и потребления) и служить основанием для определения фактических значений сальдо-перетоков электроэнергии между сопредельными государствами-членами. Также была достигнута договоренность о компенсации отклонений между фактическими и плановыми значениями межгосударственных сальдо-перетоков электроэнергии: «…отклонения фактических почасовых объемов производства и потребления субъектов внутренних оптовых электроэнергетических рынков от плановых значений, в том числе с учетом сделок на ОЭР ЕАЭС, подлежат компенсации этими субъектами на внутреннем оптовом электро-

20 https://eng.belta.by/economics/view/most-of-eaeu-common-electricity-market-rules-expected-to-be-ready-by-mid-2022-135642-2020/ [https://www.belta.by/economics/view/bolshinstvo-pravil-raboty-energorynka-eaes-planiruetsja-prinjat-k-seredine-2022-goda-419004-2020/].

21 https://www.camarabelarus.com/en/blog/446-eaeu-countries-agree-on-the-functioning-of-the-common-electricity-market [https://www.camarabelarus.com/ru/blog/448-strany-eaes-soglasovali-voprosy-funktsionirovaniya-obshchego-elektroenergeticheskogo-rynka].

22 Решение Евразийского межправительственного совета от 3 февраля 2023 года № 2 «Об утверждении Правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза» (г. Алматы).

23 https://eec.eaeunion.org/en/news/operatory-centralizovannoy-torgovli-elektroenergiey-gotovyatsya-k-zapusku-obschego-rynka-eaes/ [https://eec.eaeunion.org/news/operatory-centralizovannoy-torgovli-elektroenergiey-gotovyatsya-k-zapusku-obschego-rynka-eaes/].

энергетическом рынке в соответствии с законодательством государства-члена».[24]

Пожалуй, наиболее значимое отличие общего рынка электроэнергии (от общих рынков нефти/нефтепродуктов и газа) заключается в том, что он не настолько сильно повлияет на внутренние цены на электроэнергию в Казахстане, поскольку торговля предполагается по срочным контрактам между определенными национальными электроэнергетическими компаниями соответствующих стран вместо большого количества транзакций между разными производителями и потребителями электроэнергии. Иными словами, торговля электроэнергией ограничивается только конкретными трансграничными торговыми операциями с переходом (соответствующей национальной компании) права собственности на товар (электроэнергию) на границах между государствами-членами ЕАЭС. К тому же, масштаб перетоков электроэнергии – в виде импорта/экспорта или межгосудар-ственных перетоков в целях балансирования – в настоящее время представляется весьма незначительным. В частности, в 2022 г. Российская Федерация экспортировала в Содружество Независимых Государств (СНГ, представляющее собой более обширную коалицию девяти евразийских государств, в которую входят все члены ЕАЭС) лишь 0,3% произведенной на своей территории электроэнергии (4,5 млрд киловатт-часов [кВт*ч] из 1 138 млрд кВт*ч), а объем импорта в Россию из СНГ оказался и вовсе мизерным (0,5 млрд кВт*ч из 1 123,3 млрд кВт*ч).[25] На заседании Мажилиса (нижней палаты) Парламента Республики Казахстан 19 января 2022 г. министр энергетики страны Болат Акчулаков заявил, что, с его точки зрения, общий рынок не приведет напрямую к росту цен, поскольку в его рамках предписываются только правила взаимодействия.[26] Такие правила включают право организации, уполномоченной на межгосударственную передачу электроэнергии, на отказ от отдельно взятой торговой операции.

3.2.4 Противоречия между Казахстаном и Россией по поводу транзита угля сглаживаются в результате переориентации экспортных направлений двух стран

У ЕАЭС нет конкретных планов по созданию общего рынка другого значимого энергетического товара – угля, однако в последнее время разногласия по поводу толкования предусмотренных Договором о ЕАЭС общих условий транспортировки применительно к экспорту казахстанского угля по железной дороге на рынки Азии являлись источником напряженности между Казахстаном и Россией. Речь идет о поставках, которые задействуют инфраструктуру ОАО «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»), затем отправляясь в страны Азии через дальневосточные порты России. Как отмечалось в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*, с созданием ЕАЭС в январе 2015 года экспорт угля (и других товаров) из Казахстана в восточном направлении стал экономически целесообразным (по крайней мере, теоретически), поскольку единые внутрироссийские железнодорожные тарифы начали распространяться на транспортировку казахстанских товаров, следующих транзитом в другие страны, в том числе через морские порты России. Однако, хотя Договор о ЕАЭС прямо предусматривает равенство доступа к железнодорожным услугам и инфраструктуре, некоторые из основных железнодорожных маршрутов, идущих к восточному побережью России, оказывались загруженными, что ограничивало возможности для экспорта из Казахстана. При этом казахстанские экспортеры выражали недовольство отсутствием ясно прописанных правил, регулирующих их доступ к услугам морских портов, в результате чего от месяца к месяцу у них не было никаких гарантий того, что их экспортные партии угля не будут задержаны или заблокированы (в пользу российского угля или по иным причинам).[27] Иными словами, в условиях ограниченной пропускной способности железнодорожной системы и портов, обслуживающих восточное направление, конкуренция со стороны российского угля серьезно лимитировала объемы экспорта казахстанского угля на восток.

Однако введенный 10 августа 2022 года запрет ЕС на импорт российского угля, который шел в западном направлении железнодорожным транспортом (в основном из Кузнецкого угольного бассейна), после чего следовал через российские порты Балтийского и Черного морей в Европу, создал возможность для увеличения поставок казахстанского угля на запад. Россия переориентировала свой экспорт угля на такие направления, как Китай, Индия и Турция, не позволяя совокупному экспортному объему снизиться более чем на 6,8% в годовом исчислении. В свою очередь, Казахстан в 2022 г. начал наращивать экспорт в Европу через Россию, который в основном обеспечивался компаниями, чей уголь соответствует нормам выбросов ЕС.[28] Как следствие, еще до введения запрета – за первые семь месяцев 2022 г. – экспорт казахстанского угля в Европу поднялся до рекордного уровня – 6,4 млн т. (рост на 45% в годовом исчислении), превысив суммарный объем за весь 2021 г. (5,2 млн т). Основными странами назначения таких поставок в Европе были Швейцария, Польша (которая также ввела запрет на транзит российского угля железнодорожным транспортом по своей территории), Латвия и Эстония.[29] В результате расширения возможностей для поставок в европейском направлении Казахстан в 2022 г. смог экспортировать 32,5 млн т угля (по всем направлениям), что на 41% выше показателя 2021 г. (23 млн т).[30] Однако к 14 сентября 2022 г. правительство

24 https://www.camarabelarus.com/en/blog/446-eaeu-countries-agree-on-the-functioning-of-the-common-electricity-market [https://www.camarabelarus.com/ru/blog/448-strany-eaes-soglasovali-voprosy-funktsionirovaniya-obshchego-elektroenergeticheskogo-rynka].

25 Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса, *«ТЭК России»*, 2023 г., №1, стр. 100.

26 https://jjtv.kz/en/news/business/16739-eaeu-countries-to-create-common-electricity-market.

27 *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год,* стр. 154-155 [в русскоязычной версии: 163].

28 По имеющимся данным, в число крупнейших экспортеров в Европу входят АО «Шубарколь комир», АО «Шубарколь Премиум», АО «Каражыра», АО «Майкубен-Вест» и ТОО «Сарыарка ENERGY». (https://thecoalhub.com/kazakh-seaborne-coal-exports-surge.html).

29 https://thecoalhub.com/kazakh-coal-exports-to-europe-surge-to-all-time-high-of-6-4-mio-t-in-jan-jul-2022.html; https://astanatimes.com/2022/12/kazakhstan-increases-coal-production-due-to-high-demand-from-europe/.

30 http://www.sxcoal.com/news/4671838/info/en.

Казахстана – ввиду обеспокоенности по поводу того, что динамика экспорта может отрицательно сказаться на обеспечении углем внутреннего рынка в осенне-зимний отопительный сезон – ввело шестимесячный запрет на вывоз угля с территории республики автомобильным транспортом (который в основном шел в соседние страны СНГ и Китай – территории, непосредственно примыкающие к границам страны); впоследствии запрет был продлен еще на полгода приказом от 27 февраля 2023 г.[31]

3.3 Интеграция энергосистем и энергорынков стран Центральной Азии

При рассмотрении потенциала расширения энергетической интеграции в центральноазиатском регионе необходимо провести разграничение между энергетическими рынками (механизмами и правилами торговли энергоресурсами) и энергетическими системами (инфраструктурой, используемой для производства, транспортировки, хранения и потребления энергоресурсов). Вместе с тем следует отметить, что инициативы по интеграции в Центральной Азии наглядно иллюстрируют важность сотрудничества с внешними рынками для каждой из стран региона – главным образом в связи с потребностью в инвестициях, а также ввиду более высокой взаимодополняемости с внешними партнерами по сравнению с внутрирегиональными.

3.3.1 Интеграция энергорынков

Анализ потенциала интеграции энергетических рынков стран Центральной Азии представляется целесообразным начать с упоминания того факта, что – как отмечалось в предыдущем разделе настоящей главы – Казахстан и Кыргызстан являются членами ЕАЭС, а Узбекистан имеет в нем статус наблюдателя. В этой связи первые две страны в той или иной степени активно реализуют меры (внедряют единые правила и стандарты) по интеграции в рамках формирования общих рынков нефти/нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии на пространстве ЕАЭС, старт работы которых должен состояться уже в середине текущего десятилетия. В свою очередь, Узбекистан, являясь наблюдателем, должен быть как минимум знаком с этими правилами и стандартами. Помимо этого, Россия в настоящее время призывает Туркменистан рассмотреть вопрос о членстве в ЕАЭС. Таким образом, ЕАЭС в дальнейшем может послужить базой для более широкого многостороннего сотрудничества, охватывающего различные энергетические рынки на территории целого ряда государств Центральной Азии.

В остальном – за пределами формирующихся общих рынков ЕАЭС – наиболее распространенным инструментом сотрудничества Казахстана с соседними странами в сфере купли-продажи энергоресурсов на данный момент являются двусторонние соглашения. Между тем, расширению сотрудничества стран Центральной Азии на энергорынках в определенной мере препятствуют исторически сложившиеся разногласия в других сферах. Это, в частности, и конфликт по поводу прав на водные ресурсы (между расположенными в верховье рек Таджикистаном и Кыргызстаном с одной стороны и расположенными в низовье рек Узбекистаном и Туркменистаном – с другой), и территориальные споры с участием Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана – следствие оставшейся с советских времен демаркации границ. Однако подобные разногласия не являются непреодолимыми, о чем свидетельствуют недавние договоренности, официально урегулировавшие вопрос территориальных претензий Узбекистана к Казахстану и Кыргызстану.[32] Прогресс в вышеуказанных сферах проложит путь для совместных инфраструктурных проектов, таких как предлагаемый проект железнодорожной магистрали «Китай–Кыргызстан–Узбекистан», тем самым создавая импульс (и более благоприятный политический ландшафт), который в конечном итоге может вылиться в формирование более широкой системы региональной торговли энергоресурсами.

3.3.2 Интеграция энергосистем

Если говорить об интеграции энергетических *систем* – взаимосвязанной инфраструктуры, обеспечивающей физические потоки энергоресурсов, – то первоочередную значимость после вопросов энергетической безопасности имеет финансирование инвестиций в совместные проекты. Данное обстоятельство наглядно проявляется как в двусторонних соглашениях между государствами Центральной Азии и внешними партнерами, так и в двух международных «мега-проектах», предполагающих поставку центральноазиатского газа и электроэнергии на рынки Южной Азии.

3.3.2.1 ТАПИ и CASA-1000

Два проекта многостороннего сотрудничества, направленные на интеграцию энергосистем Центральной и Южной Азии, – газопровод Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия (ТАПИ) и проект сети электропередачи между Центральной и Южной Азией (CASA-1000) – официально находятся «на стадии строительства», и некоторые сегменты их инфраструктуры на центральноазиатской территории уже готовы. Однако фактически оба проекта – после длительного периода эпизодических всплесков активности – в настоящее время приостановлены и далеки от завершения. Это в первую очередь связано с нехваткой средств для финансирования на фоне проблем с безопасностью и сложной политической ситуации в Афганистане, по территории которого предполагается транзит.

По имеющейся информации, строительство газопровода ТАПИ (мощностью 33 млрд м^3 в год), по которому планируется транспортировка газа с месторождения Галкыныш (2-й этап) и других месторождений Туркменистана, началось в 2015 г. (хотя исходный меморандум о взаимопонимании был подписан гораздо раньше – в 1995 г.). Строительство (короткого) участка газопровода в Туркменистане в настоящее время завершено, и в 2018 г. стартовала работа над его афганским сегментом, однако в настоящее время процесс

31 https://www.globaltradealert.org/intervention/107127/export-ban/kazakhstan-temporary-export-ban-on-coal.

32 https://central.asia-news.com/en_GB/articles/cnmi_ca/features/2023/01/12/feature-02.

зашел в тупик из-за нехватки у афганского правительства средств для финансирования служб безопасности в целях обеспечения защиты газопровода (сейчас ведется поиск международного источника финансирования). При этом один из двух основных конечных потребителей газа (Индия), судя по всему, уже сомневается в целесообразности своего дальнейшего участия. Однако Пакистан заявил, что, если Индия выйдет из проекта, он, возможно, будет готов купить предусмотренную для нее долю газа.[33]

До недавнего времени CASA-1000 казался более близким к завершению из двух проектов. CASA-1000 предусматривает передачу электроэнергии по высоковольтным линиям между Кыргызстаном и Таджикистаном, а также из Таджикистана конечным потребителям в Афганистане и Пакистане. Предполагается, что эта система будет включать линии электропередачи переменного тока высокого напряжения (HVAC) и постоянного тока высокого напряжения (HVDC) протяженностью 1 387 км и совокупной мощностью 1,3 ГВт в год в летние месяцы (из которых 1 ГВт предназначается Пакистану и 300 МВт – Афганистану). Строительство в рамках проекта стартовало в 2016 году, и до 2021 года казалось, что в 2023 году оно будет полностью завершено. Однако после вывода контингента США из Афганистана в августе 2021 года и ухудшения ситуации с безопасностью в стране работа над ним была остановлена. Как сообщается, причиной тому послужил отзыв финансирования Всемирным банком (245 млн долл.) и Агентством США по международному развитию. По имеющимся сведениям, – аналогично ситуации с ТАПИ – участники проекта CASA-1000 в настоящее время заняты поиском альтернативных источников финансирования.[34] Хотя данный проект потенциально открывает возможности для участия Казахстана (богатые запасы угля северо-центрального региона страны можно использовать для выработки электроэнергии, чтобы передавать ее в южном направлении по сети CASA-1000 зимой в целях компенсации низкой сезонной выработки гидроэлектроэнергии в Таджикистане и Кыргызстане), это негативно отразилось бы на выполнении Казахстаном своих обязательств по сокращению выбросов парниковых газов и, скорее всего, потребовало бы дополнительных инвестиций в сеть высоковольтных линий электропередачи в стране.

3.3.2.2 Финансирование со стороны международных банков развития и из других источников[35]

В финансировании энергетической инфраструктуры Центральной Азии участвует целый ряд международных банков развития (МБР), включая Всемирный банк, Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР), Азиатский банк развития (АБР), Азиатский банк инфраструктурных инвестиций и Исламский банк развития. Тем не менее, их общий уровень активности в регионе относительно ограничен: так, в 2021 г. на Центральную Азию пришлось лишь 4% от совокупного объема климатического финансирования, предоставленного МБР странам с низким и средним уровнем доходов. В настоящее время на стадии реализации в центральноазиатском регионе находится 104 проекта, финансируемых МБР (в основном в сфере водных ресурсов и энергосистем) суммарной стоимостью 10,2 млрд долл. Первое место по выделяемому финансированию занимает ЕБРР с портфелем в объеме 3,3 млрд долл., а за ним следуют Всемирный банк (3,0 млрд долл.) и АБР (2,6 млрд долл.).

Одной из наиболее значимых международных организаций в Центральной Азии, помогающих в настоящее время финансировать новую энергетическую инфраструктуру, является созданный в 2006 г. Евразийский банк развития (ЕАБР), штаб-квартира которого находится в Алматы. Хотя его состав включает пять государств-членов ЕАЭС плюс Таджикистан, он формально не является аффилированным лицом этой организации. На текущий момент в активе ЕАБР – участие в софинансировании проектов солнечной, ветровой и гидроэнергетики с инвестициями в проекты «зеленой» инфраструктуры и энергоэффективности в странах-участницах в объеме более 700 млн долл.

И, наконец, финансирование проектов чистой энергетики в Казахстане и других странах Центральной Азии обсуждается в рамках экономических форумов, организаторами которых выступают Европейский союз и Агентство США по международному развитию (USAID). Первый Центрально-Азиатский форум по чистой энергетике, организованный USAID, состоялся в Алматы 13-15 сентября 2022 г. для рассмотрения новых возможностей инвестирования в чистую энергетику в регионе. Он прошел под эгидой стартовавшего в 2020 году пятилетнего проекта USAID «Энергетика Центральной Азии» (Power Central Asia) стоимостью 40 млрд долл., который направлен на развитие энергетического сектора региона, инвестиции в чистую энергию и продвижение трансграничной торговли. Одним из итогов форума стало создание виртуальной платформы для обмена информацией о технологических инновациях в сфере возобновляемой энергетики.[36] Вскоре после этого – 18 и 19 мая 2023 г. – в Алматы прошел второй экономический форум «Европейский Союз – Центральная Азия». Хотя в рамках данного форума финансирования напрямую не предоставляется, он открывает путь к привлечению инвестиций в проекты чистой энергетики через европейские банки, такие как ЕБРР и Европейский инвестиционный банк.[37]

33 https://www.pipeline-journal.net/news/pakistan-move-forward-tapi-gas-pipeline-project-even-without-india. Дополнительную информацию по данному вопросу можно найти в материалах IHS Markit, *Analysis of the Feasibility of the TAPI Pipeline and Potential Impacts on Regional and Global Gas Markets,* October 2019 [IHS Markit, *«Анализ целесообразности газопровода ТАПИ и его потенциального влияния на региональные и мировые рынки газа»,* октябрь 2019 г.]; а также IHS Markit Insight, *TAPI pipeline: Still a pipe dream,* October 2020 [Аналитический обзор IHS Markit *«Газопровод ТАПИ пока остается воздушным замком»,* октябрь 2020 г.].

34 https://tolonews.com/business-182159.

35 E. Vinokurov, C. Albrecht, E. Klochkova, A. Malakhov, V. Pereboev, and A. Zaboev. *Global Green Agenda in the Eurasian Region. Eurasian Region on the Global Green Agenda.* Almaty: Eurasian Development Bank, Reports and Working Papers 23/2, 2023, pp. 4, 11, 25 [Е. Винокуров, К. Альбрехт, Е. Клочкова, А. Малахов, В. Перебоев, А. Забоев *«Глобальная зеленая повестка в Евразийском регионе. Евразийский регион в глобальной зеленой повестке».* Алматы: Евразийский банк развития, доклады и рабочие документы, 23/2, 2023 г., стр. 4, 11, 25.].

36 https://primeminister.kz/ru/news/reviews/kak-proshel-vtoroy-ekonomicheskiy-forum-evropeyskiy-soyuz-tsentralnaya-aziya- 24191.

37 https://www.eeas.europa.eu/delegations/kyrgyz-republic/second-european-union-%E2%80%93-central-asia-economic-forum-was-held-almaty_en?s=301.

3.3.2.3 Двусторонние проекты

Недостаточная обеспеченность финансовыми ресурсами отдельных центральноазиатских государств ограничивает число и масштабы двусторонних энергетических проектов между ними. Двусторонние проекты в сфере энергетики в данном регионе по большей части основаны на сотрудничестве с более крупными и богатыми соседями, такими как Китай, Россия и ОАЭ, а не на договоренностях по развитию энергетической инфраструктуры между отдельными странами Центральной Азии. В последние годы самым активным инвестором в центральноазиатскую энергетику является Китай, который финансирует и реализует совместные проекты инфраструктурного развития в соответствии со своей внешнеэкономической политикой «Один пояс, один путь». Только в мае 2023 года (на полях первого саммита «Китай – Центральная Азия») было заключено колоссальное количество двусторонних соглашений в сфере энергетики.

Саммит «Китай – Центральная Азия». 18-19 мая 2023 г. в городе Сиань прошел первый в истории саммит «Китай – Центральная Азия». По многочисленным мнениям, это мероприятие состоялось в противовес ежегодной встрече «Большой семерки» (G7) – крупных демократических промышленно развитых стран – которая проводилась в Хиросиме (Япония) 19-21 мая 2023 г. Такие саммиты планируется устраивать на регулярной основе – раз в два года,[38] что, очевидно, объясняется стремлением Китая более тесно координировать свои стратегии развития со стратегиями развития государств Центральной Азии, а также укреплять свой международный авторитет в качестве надежного дипломатического и торгового партнера. Направления, по которым планируется сотрудничество, разнообразны: от правоохранительной сферы, обеспечения безопасности и оборонного потенциала до актуализации двусторонних инвестиционных соглашений (в том числе в сфере энергетики) и наращивания трансграничной торговли и международных транзитных перевозок.

19 мая – в заключительный день саммита, когда состоялось общее заседание национальных делегаций (каждую из которых возглавлял президент соответствующей страны) и пресс-конференция – Председатель КНР Си Цзиньпин пообещал, что Пекин предоставит государствам Центральной Азии финансовую поддержку и безвозмездную помощь на сумму 26 млрд юаней (около 3,72 млрд долл. США).[39] Наиболее заметными высказываниями в плане партнерства в сфере энергетики стали заявления Си Цзиньпина о необходимости ускорить строительство линии D газопровода «Центральная Азия – Китай» и призыв для Китая и стран Центральной Азии к наращиванию объемов торговли нефтью и газом, к развитию энергетического сотрудничества по всей производственной цепочке, а также к активизации взаимодействия в области ВИЭ и мирного использования атомной энергии.[40]

Казахстан. В день открытия саммита (18 мая) состоялся ряд двусторонних переговоров об инвестициях между Китаем и каждым из пяти государств Центральной Азии. При этом наиболее активные переговоры прошли с Казахстаном – наиболее важным торговом партнером Китая в регионе. В 2022 году показатель двусторонней торговли между двумя странами достиг рекордного уровня – 31 млрд долл. (44% от совокупного показателя торговли между Китаем и странами Центральной Азии в том же году, который составил 70 млрд долл.). В результате прошедших 18 мая переговоров Казахстан и Китай подписали 47 экономических соглашений на общую сумму 22 млрд долл.[41] При этом одним из ключевых направлений (как и ранее) являлась нефтегазовая отрасль, которая на протяжении многих лет составляет основу двусторонних отношений между странами. Если говорить конкретнее, в этой сфере были подписаны соглашения, предусматривающие:

- Увеличение пропускной способности отдельных участков (Атырау–Кенкияк [с 6 до 12 млн т в год] и Кенкияк–Кумколь [с 10 до 15 млн т в год]) нефтепровода Казахстан–Китай для увеличения экспорта нефти (между АО НК «КазМунайГаз» [КМГ] и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией [CNPC]; на сумму 200 млн долл.).[42]
- Расширение казахстанских мощностей по переработке газа, включая ТЭО строительства ГПЗ на месторождении Кашаган мощностью 4 млрд м^3 в год[43] (между ФНБ «Самрук-Казына» и CNPC).
- Строительство второй нитки (15 млрд м^3) газопровода Бейнеу–Бозой–Шымкент (ББШ), соединяющей газовые месторождения на западе Казахстана с газопроводом Центральная Азия–Китай (ЦАК) (между АО «НК «QazaqGaz» и CNPC).
- Расширение сотрудничества в области разведки (в том числе на новых перспективных участках недр) и разработки месторождений природного газа (между QazaqGaz и CNPC);[44] в рамках соглашения о сотрудничестве QazaqGaz и CNPC обязались: (a) подписать (новый) договор купли-продажи природного газа, исходя из ресурсной базы и пропускной способности газопроводов QazaqGaz, а также (b) обмениваться опытом между научно-техническими и исследовательскими центрами для развития технологических инноваций в газовой промышленности.
- Взаимодействие в области разведки месторождений нефти и газа (между КМГ и Sinopec International Energy Investment Limited) на 17 участках в Казахстане; при

38 Следующий саммит (в 2025 году) планируется провести в Казахстане.

39 По имеющимся оценкам, совокупный объем инвестиций Китая в данный регион до вышеупомянутого заявления составлял около 15 млрд долл. (*«Ведомости»*, 19 мая 2023 г.).

40 Andrew Hayley, "China's Xi Unveils Grand Development Plan for Central Asia," Reuters, 19 May 2023 [Эндрю Хейли, *«Глава Китая Си Цзиньпин представляет грандиозный план развития Центральной Азии»*, Рейтер, 19 мая 2023 г.]; https://www.reuters.com/world/asia-pacific/chinas-xi-calls-stable-secure-central-asia-2023-05-19/; http://mv.china-embassy.gov.cn/eng/zgyw/202305/t20230519_11080116.htm.

41 https://astanatimes.com/2023/05/kazakhstan-and-china-sign-47-agreements-worth-22-billion-as-tokayev-outlines-key-areas-for-partnership/.

42 *Argus Eurasia Energy*, 18 мая 2023 г., стр. 4.

43 Информационный ресурс *«Kazakhstan Newsline»*, 26 апреля 2023 г., и *Argus Eurasia Energy*, 8 июня 2023 г.

44 https://www.inform.kz/en/qazaqgaz-cnpc-agree-on-cooperation-in-natural-gas-supplies_a4068693 [https://www.inform.kz/ru/qazaqgaz-i-cnpc-dogovorilis-o-postavkah-prirodnogo-gaza-i-geologorazvedke_a4068649]. В ходе двусторонних переговоров QazaqGaz также подписал аналогичное соглашение о сотрудничестве в сфере геологоразведочных работ на газовые залежи с китайской компанией Geo-Jade Petroleum Corporation. (*Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly*, 23 мая 2023 г.).

подтверждении перспективности на каком-либо из этих участков стороны рассмотрят возможность получения контракта на разведку и добычу углеводородов.[45]

- Присоединение китайской корпорации Sinopec ко второй фазе проекта строительства интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области (завод по производству полиэтилена мощностью 1,25 млн т в год); стороны (КМГ и China Petroleum & Chemical Corporation [Sinopec]) договорились о совместной реализации проекта по производству полиэтилена в Атырауской области (Карабатан) с вхождением в него Sinopec в качестве полноправного партнера наравне с СИБУРом (российской нефтегазохимической компанией, которой в настоящее время принадлежит доля в размере 40%); принятие окончательного инвестиционного решения участниками проекта ожидается в 2024 г.
- Строительство ветропарка мощностью 1 ГВт в Жамбылской области (АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», Министерство энергетики Республики Казахстан, China Power International Holding Ltd. (CPIH) [Государственная энергетическая инвестиционная корпорация Китая] и китайская компания SANY Renewable Energy); сообщается, что реализация проекта увеличит совокупную мощность возобновляемой генерации в Казахстане на 40%; CPIH также примет участие в строительстве заводов по производству башен, гондол и лопастей для ветряков в Казахстане.

Помимо переговоров по углеводородам, обсуждались потенциальные инвестиции со стороны Китая в развитие производства минерального сырья для «экологически чистой энергетики». В частности, было объявлено о заключении соглашения между KAZ Minerals и China Nonferrous Metal Industry's Foreign Engineering and Construction Company (NFC) о совместном строительстве нового медеплавильного завода, который позволит Казахстану перерабатывать весь объем производимого в стране медного концентрата, таким образом увеличивая добавленную стоимость, получаемую при производстве меди, и обеспечивая значительный объем этого «металла для электрификации», который потребуется в процессе декарбонизации. В ходе обсуждения были также затронуты вопросы разработки богатых запасов лития и редкоземельных металлов в Казахстане.

И, наконец, Президент Республики Казахстан Касым-Жомарт Токаев встретился с Цзинь Лицюнем, Президентом Азиатского банка инфраструктурных инвестиций (АБИИ) [создание которого было инициировано Китаем], чтобы обсудить дальнейшие планы по развитию деятельности в Казахстане.[46] На протяжении последних лет в стране при поддержке АБИИ реализовывались проекты в сфере зеленой энергетики.

Кыргызстан.[47] По итогам двусторонних переговоров между делегациями во главе с Президентом Кыргызстана Садыром Жапаровым и Председателем КНР Си Цзиньпином было подписано 25 двусторонних соглашений на сумму более 1 млрд долл. по широкому спектру направлений, таких как: финансовая помощь, здравоохранение, авиационный поиск и спасение, научно-техническое содействие, развитие торговли, сельское хозяйство, культурный обмен, а также строительство завода по производству удобрений, сборочного завода по производству тяжелых грузовиков и мусороперерабатывающего завода.

Документы, касающиеся сотрудничества в сфере энергетики и инвестиций, в которых упоминаются конкретные проекты, включают следующие:

- Инвестиционное соглашение между Министерством энергетики Кыргызской Республики и China Power International Development Limited о строительстве солнечной электростанции мощностью 1 000 МВт в Иссык-Кульской области (800 млн евро).
- Соглашение о намерении по сотрудничеству в области экспорта электроэнергии из Кыргызской Республики в Китай между Министерством энергетики Кыргызской Республики и китайской компанией TBEA Shandong Luneng Taishan Cable Co., Ltd.

Таджикистан.[48] Состоявшаяся 18 мая 2023 г. встреча Президента Республики Таджикистан Эмомали Рахмона с представителями более 40 инвестиционных и торговых компаний Китая была посвящена имеющимся в стране возможностям для китайских инвесторов с акцентом на гидроэнергетику, горнодобывающую и металлургическую промышленность, производство строительных материалов (цемента) и транспортную сферу. По итогам переговоров было подписано 25 документов о сотрудничестве, предметы которых варьировались от совместных антитеррористических учений и сотрудничества по поиску и спасению гражданских самолетов до углубления торгово-экономических связей.[49] Хотя на встрече не было объявлено о соглашениях конкретно в энергетическом секторе, представители китайских компаний проявили заинтересованность в таких направлениях сотрудничества как добыча и переработка лития, производство солнечных батарей, добыча и переработка нефти и газа, а также банковские услуги. Помимо этого, в ходе отдельной встречи между Эмомали Рахмоном и главой АБИИ Цзинь Лицюнем была достигнута договоренность о выделении льготного кредита в размере 500 млн долл. для содействия в завершении проекта Рогунской ГЭС.[50]

Туркменистан.[51] На прошедшей 18 мая встрече делегаций во главе с Председателем КНР Си Цзиньпином и Президентом Туркменистана Сердаром Бердымухамедовым рассматривались направления потенциального экономического сотрудничества. Главными темами для обсуждений стали совместные проекты в области энергетики (природный газ), транспорта и

45 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 23 мая 2023 г.

46 https://www.inform.kz/en/kazakh-president-receives-aiib-president_a4068716 [https://www.inform.kz/ru/glava-gosudarstva-prinyal-prezidenta-aziatskogo-banka-infrastrukturnyh-investiciy-czin-licyunya_a4068695].

47 https://24.kg/english/265847_Meeting_of_Sadyr_Japarov_with_Xi_Jinping_26_documents_signed/ [https://24.kg/vlast/265842_vstrecha_sadyira_japarova_isitszinpina_podpisano_26dokumentov/].

48 https://avesta.tj/2023/05/19/prezident-tadzhikistana-vstretilsya-s-predstavitelyami-kompanij-knr/.

49 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 23 мая 2023 г.

50 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 23 мая 2023 г.

51 https://www.hronikatm.com/2023/05/ca-cn-summit/?ysclid=lhupqt33rp116413075.

связи, а также химической, нефтехимической и электротехнической промышленности. Вместе с тем участники встречи затронули такие аспекты как поставки энергоресурсов на международные рынки, взаимодействие в транспортно-коммуникационном секторе и партнерство в области железнодорожного транспорта. По итогам встречи стороны объявили о подписании соглашений по таможенным и пограничным вопросам, по сотрудничеству в сфере СМИ, а также по общему сотрудничеству и взаимообмену между Демократической партией Туркменистана и Коммунистической партией Китая.

Узбекистан.[52] 18 мая состоялась встреча Президента Республики Узбекистан Шавката Мирзиёева с Председателем КНР Си Цзиньпином. В экономической сфере стороны рассмотрели вопросы взаимодействия по совместным проектам в области сельского хозяйства, землепользования, малого и среднего бизнеса, модернизации инфраструктуры, медицинских услуг и профессионального образования, а также обсудили перспективы строительства железнодорожной магистрали «Китай–Кыргызстан–Узбекистан». В энергетической сфере в центре внимания переговоров было инвестиционно-технологическое сотрудничество по развитию альтернативной (возобновляемой) энергетики в Узбекистане.

Особое внимание уделялось строительству солнечных, ветряных и гидроэлектростанций, а также вспомогательной инфраструктуры для электрификации – а именно, таким аспектам как:

- производство оборудования для солнечной электроэнергетики (трансформаторов и аккумуляторов), включая создание высокотехнологичного кластера по производству электротехнической продукции на основе переработки меди, лития и редкоземельных металлов;
- возможности для углубления сотрудничества в производстве автомобилей нового поколения, включая запуск современных заводов по выпуску электромобилей и машин с гибридным двигателем.

Впоследствии официальные лица Узбекистана сообщили, что на саммите две страны договорились «о совместном освоении более 6 ГВт новых возобновляемых источников энергии и строительстве новых линий электропередачи и подстанций на сумму более 6 миллиардов долларов».[53] В качестве потенциальных партнеров по проекту были заявлены State Grid Corporation of China [Государственная электросетевая корпорация Китая], Xian Electric и TBEA.

Заключительные ремарки. Достигнутые на саммите договоренности представляют собой лишь самый недавний транш финансирования в рамках давно существующей практики китайских инвестиций в центральноазиатскую энергетику. В частности, Китайский банк развития (Государственный банк развития Китая) оказывал финансовую поддержку таким крупным проектам, как три существующие линии газопровода ЦАК, первый и второй этапы разработки газового месторождения Галкыныш в Туркменистане, а также завод по производству полипропилена мощностью 500 000 т в год, оператором которого является Kazakhstan Petrochemical Industries Inc. (KPI). Корпорация CNPC выступает рабочим партнером [партнером-оператором] в освоении газовых месторождений проекта Багтыярлык на востоке Туркменистана, а также в настоящее время является партнером консорциума NCOC – оператора казахстанского морского мегапроекта Кашаган. Согласно данным Министерства коммерции КНР, по состоянию на конец марта 2023 года совокупный объем прямых инвестиций Китая в пять стран Центральной Азии (во всех сферах) превысил 15 млрд долл.[54]

Россия-Центральная Азия. У Российской Федерации существуют давние и масштабные экономические связи со странами Центральной Азии – в немалой мере за счет унаследованных от советской эпохи (но во многих случаях все еще действующих) технических стандартов и инфраструктуры транспортировки энергоресурсов. На текущий момент – особенно начиная с 2022 года – российские инвестиции в центральноазиатский регион главным образом направлены на эксплуатацию (или модернизацию) вышеуказанной инфраструктуры в целях поставок российского газа, электроэнергии и сырой нефти потребителям в странах региона, а также, возможно, в целях использования территории этих стран в качестве транзитных при экспорте энергоресурсов на более отдаленные рынки – в Китай и Южную Азию.

Наглядной иллюстрацией текущего внимания к государствам Центральной Азии как экспортным рынкам и транзитным территориям являются трехсторонние переговоры между Россией, Казахстаном и Узбекистаном о координации поставок газа, включая меры по модернизации газовой инфраструктуры (такой как газопроводы и компрессорные станции), чтобы способствовать расширению внутрирегиональной и международной торговли газом (см. Главу 2). Переговоры, в частности, направлены на то, чтобы: (a) содействовать экспорту российского газа в Казахстан и Узбекистан через существующую газовую инфраструктуру (например, через построенный в советские времена газопровод Средняя Азия–Центр) и новые газопроводы на востоке Казахстана; (b) обеспечить российскому газу доступ в газопровод ЦАК в целях экспорта в Китай или, впоследствии, в целях его транспортировки на юг, в Туркменистан, для поставок в Южную Азию; (c) высвободить часть объемов газа, добываемого в Казахстане и Узбекистане, для экспорта в Китай. Хотя о конкретных планах объявлено не было, эти проекты, вероятно, предполагают значительные инвестиции с российской стороны (предположительно через «Газпром»).

Вместе с тем, в апреле 2023 г. российская компания «Интер РАО» начала поставки электроэнергии в Кыргызстан через Казахстан. За период действия соглашения между «Интер РАО» и кыргызстанской компанией ОАО «Электрические станции» (с 15 апреля 2023 г. по 31 марта 2024 г.) планируется экспортировать до 900 млн кВт*ч электроэнергии. При этом представители «Интер РАО» уточнили, что в случае расширения транзитной пропускной способности сетей Казахстана объем поставок можно потенциально увеличить до уровня,

52 https://nuz.uz/politika/1277016-prezident-obsudil-v-siane-organizacziyu-proizvodstva-v-uzbekistane-elektromobilej-i-drugie-sovmestnye-s-kitaem-proekty.html.

53 *Nefte Compass,* Vol. 32, No. 20, 24 May 2023 [*Nefte Compass,* Том 32, №20, 24 мая 2023 г.].

54 https://www.newscentralasia.net/2023/05/23/over-1-4-bln-has-been-allocated-by-china-to-support-projects-in-central-asia/ [https://www.newscentralasia.net/2023/05/23/kitay-vydelil-boleye-14-milliarda-dollarov-na-podderzhku-proyektov-v-tsentralnoy-azii/].

полностью покрывающего существующий в Кыргызстане «дефицит» электроэнергии (который, согласно расчетам, достигает 3 млрд кВт*ч в год). Стороны планируют согласовывать график поставок «на регулярной основе в соответствии с положениями диспетчерского управления и правилами энергорынков».[55]

В том, что касается сырой нефти, Узбекистан объявил о достижении договоренности с российской компанией «Газпром нефть» о закупке в 2023 году 300 000 т нефти, которая будет поставляться транзитом через Казахстан. При этом казахстанский оператор по магистральному нефтепроводу, АО «КазТрансОйл», заявил о планах осуществить транзит российской сырой нефти в объеме не менее 250 000 т в Узбекистан по нефтепроводу Омск–Павлодар–Шымкент с наливом в железнодорожные цистерны на последнем отрезке маршрута.[56]

Российская компания ЛУКОЙЛ также принимает активное участие в качестве партнера в совместных предприятиях по добыче нефти и газа в Узбекистане и нефти в Казахстане (а также входит в международные консорциумы КПО и ТШО, являющиеся операторами казахстанских проектов). Однако ситуация, сложившаяся для двух недавних проектов – Достлук и Женис – наглядно иллюстрирует новые, усложнившиеся условия работы российских компаний в регионе в 2023 г. Достлук – шельфовое нефтегазоконденсатное месторождение в Каспийском море, на которое претендуют как Туркменистан, так и Азербайджан. Принадлежность Достлука длительное время являлась причиной конфликта между правительствами двух стран, но 21 января 2021 г. – в результате крупного прорыва в переговорах – Туркменистан и Азербайджан подписали меморандум о взаимопонимании по совместной разведке, разработке и освоении месторождения. Считалось, что ЛУКОЙЛ имеет все шансы на то, чтобы стать его оператором, но в 2022 г. ситуация осложнилась. Хотя ЛУКОЙЛ не стал непосредственным объектом западных санкций против России, появились сообщения о том, что Азербайджан и Туркменистан рассматривают других потенциальных кандидатов на роль оператора месторождения – в частности, таких как Abu Dhabi National Oil Company (Национальная нефтяная компания Абу-Даби) – на фоне опасений, что в текущих условиях участие ЛУКОЙЛа может осложнить привлечение международного финансирования, маркетинг и доступ к зарубежным нефтесервисным услугам.[57] Аналогичным образом, совместное предприятие ЛУКОЙЛа с казахстанской компанией КМГ по разведке на морском нефтяном месторождении Женис – до закрытия проекта в июле 2023 года из-за того, что поисково-разведочная скважина оказалась сухой – как сообщалось, испытывало сложности с получением деталей для буровой установки.[58]

В свою очередь, российская госкорпорация «Росатом» заинтересована участвовать в наращивании атомных генерирующих мощностей в центральноазиатском регионе. В 2018 г. между «Росатомом» и Узбекистаном была достигнута принципиальная договоренность о строительстве в стране двух водо-водяных реакторов ВВЭР-1200 (мощностью 1 200 МВт каждый); расчетная стоимость проекта находится в диапазоне 10-13 млрд долл., а завершение строительства предполагается в 2028 году. После этого стороны приступили к выбору площадки и поиску проектных решений, а в июле 2022 года подписали меморандум о взаимопонимании. Однако о принятии окончательного инвестиционного решения (ОИР) пока объявлено не было. Одним из возможных препятствий может быть вопрос затрат, однако не исключены и трудности, связанные с российско-украинским конфликтом и возможностью введения международных санкций в отношении «Росатома». И даже если на «Росатом» санкции все же не распространятся, вполне возможны «побочные эффекты» (например, санкции, введенные сторонними поставщиками услуг по их собственной инициативе). В этой связи узбекская сторона может склоняться к тому, чтобы повременить с окончательным решением относительно реализации проекта до более очевидного прояснения исхода конфликта.[59]

Вместе с тем, Казахстан – крупнейший мировой производитель уранового концентрата – объявил о планах построить на своей территории АЭС большой мощности до 2,8 ГВт (предположительно в течение 10 лет). В этой связи проводятся переговоры официальных лиц страны с Международным агентством по атомной энергии в отношении оказания поддержки по развитию ядерно-энергетической программы Казахстана, а также с представителями компаний-поставщиков реакторных технологий из четырех стран (Китая, Франции, России и Южной Кореи), заинтересованных в заключении контрактов на строительство. Вместе с тем, в настоящее время рассматриваются технологии малых модульных реакторов как перспективное направление последующего развития атомной энергетики Казахстана.[60]

Азербайджан-Центральная Азия. Азербайджан со странами Центральной Азии объединяет общая история бывших советских республик, а также – с четырьмя из пяти (за исключением Таджикистана) – общая тюркская идентичность. При этом до недавнего времени его отношения с Туркменистаном омрачались территориальными разногласиями по поводу разграничения дна Каспийского моря. Однако достигнутая в январе 2021 года договоренность о совместной разработке месторождения Достлук (см. выше) в значительной мере способствовала снятию напряженности и проложила путь к более тесному сотрудничеству. На данный момент вклад Азербайджана в развитие энергетики Центральной Азии в первую очередь заключается в том, что он служит альтернативой России в качестве транзитной территории для экспорта казахстанской нефти по трубопроводу БТД (в относительно малых объемах) и обеспечивает транспортировку небольших партий туркменского газа (в рамках соглашения о встречных [«своповых»] поставках с Ираном (см. Главу 2)). Вместе с тем, азербайджанская государственная нефтяная компания SOCAR (ГНКАР) ведет переговоры с «Узбекнефтегазом» по поводу развития разведочно-добывающей деятельности и модернизации Бухарского НПЗ, а на переговорах на высшем уровне между президентами Азербайджана и Таджикистана обсуждалась возможность азербайджанского участия в разработке

55 https://tass.com/economy/1605589 [https://tass.ru/ekonomika/17543471]; см. также Central Asia & Caucasus Business Weekly, 18 апреля 2023 г.

56 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 7 марта 2023 г.; https://www.gazeta.uz/en/2023/04/27/oil/[https://www.gazeta.uz/ru/2023/04/25/oil/].

57 Energy Intelligence, *Nefte Compass,* 3 мая 2022 г.

58 Energy Intelligence, *Nefte Compass*, 1 марта 2023 г.

59 https://thediplomat.com/2022/12/russia-wants-to-speed-up-joint-nuclear-power-plant-project-in-uzbekistan/.

60 *Kazakhstan Newsline,* 30 декабря 2022 г.

таджикистанских газовых месторождений.[61]

ОАЭ-Центральная Азия. Среди других стран, активно участвующих в развитии центральноазиатской энергетики, выделяются страны Персидского залива – и прежде всего Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ). В 2023 г. особенно интенсивную деятельность в регионе Каспия и Центральной Азии вели три компании из ОАЭ (в сфере морской транспортировки нефти, строительства электростанций на возобновляемых источниках энергии, а также разведки и добычи газа):

- Компания *Abu Dhabi Ports,* которая в начале 2023 года заключила соглашения (a) с «КазТрансОйл» о совместной эксплуатации Батумского нефтяного терминала и расширении его мощностей; а также (b) с КМГ о создании совместного предприятия Caspian Integrated Maritime Solutions по эксплуатации танкерного флота для транспортировки нефти в акваториях Каспийского и Черного морей и оказания морских сервисных услуг в нефтегазовой сфере (в том числе на специальных мелководных судах).[62]
- Компания *Masdar,* которая в 2023 году заключила соглашения о строительстве: (a) трех солнечных электростанций коммунального назначения (общей мощностью 900 МВт) в Узбекистане; (b) мощностей возобновляемой энергетики в объеме 4 ГВт в Азербайджане (солнечных и ветряных электростанций на суше, морских ветряных электростанций, а также объектов на базе «зеленого» водорода); (c) ветряной электростанции мощностью 1 ГВт в Казахстане; и (d) мощностей возобновляемой энергетики в объеме 1 ГВт (включая солнечную электростанцию мощностью 200 МВт) в Кыргызстане.[63]
- *Национальная нефтяная компания Абу-Даби (Abu Dhabi National Oil Company ADNOC),* которая ведет переговоры с представителями государственных органов власти об участии в будущих этапах разработки газового месторождения Галкыныш в Туркменистане и о возможности стать оператором шельфового нефтегазоконденсатного месторождения Достлук.

Помимо этого, в январе 2023 года казахстанская национальная компания QazaqGaz заключила договоренности о сотрудничестве с компаниями ОАЭ (Dragon Oil; Petromal LLP) в отношении реализации проектов разведки и разра-ботки новых газовых месторождений, а также в отношении строительства дополнительных мощностей по переработке газа.[64]

3.4 Общие выводы

- На пути к региональному энергетическому сотрудничеству и экономической интеграции властям Казахстана необходимо прийти к пониманию того, что цены на энергоресурсы по всей цепочке создания стоимости – включая цены приобретения у производителей и цены для конечных потребителей – должны вырасти, чтобы обеспечить надежность поставок сырой нефти на НПЗ страны, а также нефтепродуктов, товарного газа и электроэнергии казахстанским потребителям. Искусственно заниженные цены лишают производителей стимулов к поставкам на внутренний рынок и приводят к несанкционированному/нерегистрируемому оттоку казахстанских энергопродуктов (особенно из приграничных регионов) в соседние государства. Паритета цен между Казахстаном и его соседями следует достигать в первую очередь с помощью экономических мер, таких как торговля на открытом рынке через биржи или либерализация экспорта и импорта.

- Вступление в ЕАЭС обеспечивает механизм, посредством которого цены на энергоресурсы в Казахстане могут вырасти до паритета с ценами в других государствах-членах ЕАЭС (особенно России) в процессе продвижения по пути формирования общих открытых рынков. Более высокий уровень цен на энергоресурсы принесет ощутимую выгоду за счет повышения эффективности энергопотребления (и, как следствие, снижения выбросов парниковых газов), а также сокращения нерегистрируемого («серого») экспорта потребителям в приграничных странах. Правительству следует принять меры, направленные на смягчение бремени повышения цен для особо уязвимых (социально незащищенных) слоев населения, не отступая при этом от восходящей ценовой траектории в целом.

- Необходимо продолжать искать пути повышения привлекательности Казахстана как направления для иностранных инвестиций и сотрудничества в сфере энергетики в условиях растущей международной конкуренции за ограниченные объемы глобального капитала. Хотя некоторые условия (такие как геология и география недр) скорректировать практически невозможно, оптимизация фискальной политики и политики лицензирования все же потенциально способна существенно повысить привлекательность страны в плане реализации энергетических проектов – применительно как к традиционным видам топлива (нефти и газу), так и к новым проектам в области чистой энергетики, ориентированным на ВИЭ.

- Широкомасштабному сотрудничеству между странами Центральной Азии в сфере энергетических рынков и инфраструктуры пока препятствуют исторически сложившиеся разногласия в других сферах, таких как права на водные ресурсы и территориальные споры, а также ограниченный доступ к проектному финансированию. Однако подобные разногласия не являются непреодолимыми, а начало сотрудничества создаст благоприятную среду и импульс для более широкого регионального взаимодействия в сфере энергетики в будущем. В свою очередь, ситуация с наличием финансирования для совместных энергетических проектов со временем должна улучшиться – по мере того, как внешние инвесторы будут больше узнавать о регионе. В качестве одного из вариантов странам региона также стоит рассмотреть возможность объединения собственных финансовых ресурсов – путем создания Центральноазиатского банка развития или путем расширения сотрудничества через существующие институты, такие как Программа Центральноазиатского регионального экономического сотрудничества (ЦАРЭС) Азиатского банка развития или Евразийский банк развития – для обеспечения реализации совместных проектов в области производства и транспортировки энергоресурсов, водопользования и смежных видов деятельности.

61 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 11 апреля 2023 г. и 23 мая 2023 г.

62 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 4 апреля 2023 г. и 11 апреля 2023 г.

63 Energy Intelligence, *Nefte Compass,* 1 февраля 2023 г.

64 *Interfax Central Asia & Caucasus Business Weekly,* 24 января 2023 г.



ГЛАВА 4

ИНИЦИАТИВЫ КАЗАХСТАНА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

4. ИНИЦИАТИВЫ КАЗАХСТАНА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

4.1 Ключевые моменты

► С момента обретения независимости Казахстан заметно продвинулся по пути приведения своего экологического законодательства в соответствие с мировыми практиками и стандартами. Действующее казахстанское экологическое законодательство призвано открыть дорогу для устойчивого развития, охраны окружающей среды, сохранения природных ресурсов и экологической безопасности – особенно при его дальнейшей доработке и оптимизации.

► Среди всех стран Центральной Азии Казахстан находится в авангарде международных усилий по решению проблем изменения климата начиная с 1990-х гг. и взял на себя обязательства перед мировым сообществом по сокращению выбросов углерода в стране. В рамках собственной стратегии Казахстан обязался достичь углеродной нейтральности к 2060 году. При этом в среднесрочной перспективе его целевые показатели в рамках Парижского соглашения предусматривают сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) к 2030 году на 15% от уровня 1990 года (или на 25% при условии предоставления международной поддержки и международного финансирования).

► Казахстан ведет активную деятельность, направленную на снижение барьеров для привлечения иностранных инвестиций в возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и другие экологически чистые энергетические технологии. Правительство работает над оптимизацией законодательства для создания стабильной и предсказуемой нормативно-правовой среды, а также для предоставления различных льгот и финансовых стимулов, способствующих инвестированию. Тем не менее, проблемы, связанные с правовой неопределенностью и финансовыми рисками, сохраняются. В целях повышения инвестиционной привлекательности ВИЭ и связанных с ними технологий важно продолжать работу по разъяснению положений законодательства и созданию механизмов, обеспечивающих стабильность и снижение рисков для инвесторов. Меры по декарбонизации, принимаемые в других странах, могут послужить для Казахстана примером, позволяющим найти новые подходы к решению вышеуказанных проблем.

► Китай и ЕС придерживаются комплексных планов декарбонизации, включающих целый ряд специальных программ – это концепция декарбонизации «1+N» в КНР и план «Fit for 55» («Готовность 55») в ЕС. Китайская программа, направленная на снижение выбросов углерода в экономике, во многом опирается на сильное центральное руководство (государственный капитализм) как средство достижения поставленных целей, а план ЕС в значительной мере основан на нормативно-правовом регулировании.

► В отличие от этого, в США действует менее комплексный и более рыночный подход – единый план декарбонизации в стране отсутствует. Данный подход во многом основан на стимулах для внедрения экологически чистых энергетических технологий (таких как налоговые льготы и субсидии), предусмотренных недавно принятым Законом о снижении инфляции (Inflation Reduction Act [IRA]). Нормативно-правовое регулирование также играет важную роль, но в основном реализуется в рамках уже существующих (ранее введенных) схем – в частности, таких как предложенные Агентством по охране окружающей среды США нормативные требования по выбросам парниковых газов при производстве электроэнергии, нормы выбросов для новых автомобилей и нормативные требования по выбросам метана.

► Россия, как представляется, следует конъюнктурному подходу, который заключается в сочетании стратегий, направленных на использование текущих сравнительных преимуществ: богатые ресурсы природного газа, которые можно экспортировать (или использовать для производства серого водорода в целях экспорта) в страны, желающие применять менее вредные для экологии виды топлива в производстве электроэнергии (например, вместо угля в Китае); управление лесным хозяйством (землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство [ЗИЗЛХ]) в качестве компенсации выбросов углерода; а также некоторое сокращение эмиссий в российской промышленности за счет повышения энергоэффективности. Последняя из указанных стратегий (повышение эффективности) в настоящее время осложняется ограничениями на импорт передовых западных энергетических технологий (таких как газовые турбины в электроэнергетике) после начала российско-украинского конфликта.

► Аналогично Китаю, Европейскому союзу и Российской Федерации, в Казахстане имеется специальный документ, который служит дорожной картой декарбонизации на пути к нулевому балансу выбросов ПГ – Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года, принятая в феврале 2023 года. Данная стратегия определяет конкретные целевые индикаторы валового объема выбросов, поглощения (ЗИЗЛХ) и нетто-эмиссий для страны в качестве ключевых ориентиров на 2030, 2040, 2050 и 2060 гг. Однако она преимущественно представляет собой совокупность *концепций* (о том, как выйти на нулевой баланс), а не *план действий* как таковой; в ней фактически не разъясняется, как существующие программы и организации вписываются в полномасштабный план и как будет координироваться их работа в ее рамках. Тем не менее, поскольку в Казахстане уже существует целый комплекс программ и институтов в сфере декарбонизации – включая как регуляторные, так и основанные на стимулах подходы – страна располагает весьма широким потенциалом для значительного прогресса на пути сокращения выбросов.

► В частности, казахстанская система торговли квотами на выбросы углерода (СТВ), начавшая работать в качестве пилотной программы в 2013 году, безусловно, способна

содействовать значительному сокращению выбросов ПГ в стране. Такая система устанавливает количественные целевые показатели выбросов и разрешает торговлю квотами на выбросы между ее участниками, при этом мотивируя эмитентов внедрять более экологически чистые технологии и практики с наименьшими затратами, что в итоге приводит к снижению совокупного объема выбросов. Однако несмотря на то, что СТВ Казахстана уже находится на «пятой фазе» развития, она все еще требует дальнейшего совершенствования, поскольку на данный момент ее функционирование, включая ценообразование на выбросы углерода, на практике не стимулируют предприятия к переходу на более экологически чистые решения.

► Одним из весомых участников СТВ является электроэнергетика. Соответственно, высокую актуальность для Казахстана имеет сокращение использования угля в производстве электроэнергии, поскольку на электроэнергетический сектор приходится почти половина совокупного объема выбросов ПГ (около 46%), и свыше 70% генерации обеспечивается угольными электростанциями. Без значительного прогресса в данном направлении всех остальных мер по декарбонизации, предусмотренных Стратегией достижения углеродной нейтральности, вероятно, окажется недостаточно для существенного снижения выбросов. Тем не менее, степень, в которой Казахстан в ближайшей перспективе действительно (с реалистичной точки зрения) может отойти от использования угля в электроэнергетике имеет свои пределы – особенно в свете задач обеспечения энергетической безопасности.

► В свою очередь, Экологический кодекс 2021 года ввел ряд важных инициатив в промышленности, направленных на снижение и смягчение воздействия экономической деятельности – в частности, крупных промышленных предприятий – на окружающую среду. В настоящее время идет работа по подготовке казахстанских предприятий к переходу на принципы наилучших доступных техник (НДТ). По данным Министерства экологии и природных ресурсов, в рамках перехода на принципы НДТ по состоянию на август 2023 года на 94 предприятиях ключевых отраслей был проведен комплексный технологический аудит. Для 50 предприятий, которые являются крупнейшими источниками выбросов, в 2021-23 гг. было разработано 16 отраслевых справочников по НДТ. В 2024-27 гг. планируется разработать еще 14 справочников по НДТ.

► Несмотря на активное продвижение низкоуглеродной политики в Казахстане, на практике число проектов по производству продукции чистой энергетики остается ограниченным. На сегодняшний день самой крупной из инициатив является проект производства «зеленого» водорода в Мангистауской области, который, однако, может столкнуться с проблемами ограниченности водных ресурсов в регионе и высокой стоимости транспортировки в рамках общей производственно-сбытовой цепочки. Среди компаний сферы энергетики наиболее активную деятельность в данном направлении, как представляется, ведет КМГ. Компания изучает возможности для сокращения своего «углеродного следа» с помощью проектов развития водородных технологий, а также улавливания, использования и хранения углерода (CCUS). Помимо этого, наблюдается активность в сфере электромобилей. На фоне роста спроса на такие транспортные средства рынок крупносерийного и мелкосерийного производства электромобилей в Казахстане динамично развивается при участии крупных китайских игроков.

► Государственная поддержка, направленная на сокращение выбросов углерода, чрезвычайно важна для выхода на целевые показатели в области климата и перехода к устойчивому развитию. Чтобы реализовать долгосрочные задачи декарбонизации экономики и достижения климатических целей, государству необходимо обеспечить ощутимые меры поддержки, дополняющие принятие законодательных актов. Хотя законодательство является основополагающим фактором, успех трансформации энергетической отрасли и общего сокращения выбросов ПГ во многом зависит от эффективного выполнения конкретных действий.

4.2 Обзор экологического законодательства и экологической политики Казахстана

4.2.1 Обзор соответствующих законов и нормативно-правовых актов, включая Экологический кодекс

Экологическое законодательство Казахстана призвано внести весомый вклад в устойчивое развитие, охрану окружающей среды, сохранение природных ресурсов и экологическую безопасность. Хотя оно уходит корнями в советскую эпоху, после обретения независимости в 1991 году Казахстан приступил к разработке собственных законодательных актов в области экологии с учетом уникальных особенностей и интересов страны. В результате в 1997 году был принят Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей среды», который стал основным законодательным актом, регулирующим сферу экологии.[1] В нем были изложены основные принципы охраны окружающей среды, роли и обязанности органов власти, бизнеса и граждан, а также определены меры взыскания за нарушение экологических норм.

Казахстан заметно продвинулся по пути приведения своего экологического законодательства в соответствие с мировыми практиками и стандартами. Это законодательство направлено на защиту качества воздуха, воды и почвы путем контроля загрязняющих веществ, управления отходами и содействия переработке для повторного использования. Оно также обеспечивает защиту естественной среды обитания,

1 Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей среды» от 15 июля 1997 г. утратил силу, поскольку ему на смену пришел Экологический кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 г.

включая национальные парки и заповедники, регулирует использование природных ресурсов, помогает сохранять биоразнообразие, а также исчезающие виды животных и растений, способствует смягчению последствий изменения климата и поощряет индивидуальную и коллективную заботу об экологии. Все это демонстрирует приверженность Казахстана курсу на сохранение окружающей среды для будущих поколений.

Чрезвычайно важную роль в разработке и реализации экологического законодательства играет исполнительная ветвь государственной власти. Регулярная актуализация и оптимизация законодательных актов в данной сфере необходима для решения новых проблем экологии и повышения эффективности охраны окружающей среды. В 2007 году был принят первый Экологический кодекс Республики Казахстан в целях укрепления правового регулирования в области охраны окружающей среды и природопользования. Он является основным законодательным актом, обеспечивающим комплексный подход к решению задач в сфере экологии. Однако некоторые из его положений на практике оказались неэффективными. В этой связи в целях модернизации инфраструктуры, повышения энергоэффективности и улучшения общей экологической ситуации в стране ***2 января 2021 г. был принят новый Экологический кодекс***. Данное событие стало еще одним позитивным шагом на пути охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого будущего.[2]

Наряду с Экологическим кодексом политика Казахстана в сфере экологии регламентируется большим количеством сопутствующих документов и нормативных правовых актов:

- В феврале 2023 года ***в Казахстане была принята Стратегия достижения углеродной нейтральности***, которая предусматривает выход на нулевой баланс выбросов углерода к 2060 году. В ней учитываются глобальные климатические тенденции и международные обязательства, а также определяется ряд концепций и целей государственной экологической политики. При этом ставится задача последовательной трансформации экономики для обеспечения устойчивого экономического роста, социального прогресса и благополучия. Среди приоритетов стратегия указывает на необходимость адаптации экономики Казахстана к глобальным климатическим трендам, уделяя особое внимание таким мерам, как распространение принципов ESG, привлечение «зеленых» инвестиций, развитие энергоэффективного производства, продвижение электрификации и других экологически чистых решений. Реализация этих мер проложит Казахстану путь к более «зеленому» и устойчивому будущему.[3]
- В 2013 году в Казахстане были представлены два важных документа – ***Стратегия развития до 2050 года и Концепция по переходу к «зеленой экономике»***. Они закладывают основу для реализации существенных изменений, которые помогут стране перейти к более «зеленой» экономике, минимизируя негативное воздействие на окружающую среду. При этом ставится цель по снижению энергоемкости ВВП на 50% к 2050 году по сравнению с уровнем 2008 года, а также увеличение использования альтернативных источников электроэнергии до 50% к 2050 году. Эти документы можно сказать, представляют собой дорожную карту сокращения выбросов ПГ в энергетике, одновременно содействуя продвижению энергоэффективности и энергосбережения. В них также уделяется особое внимание устойчивому развитию транспортной сферы, созданию инфраструктуры для электромобилей и автомобилей на газовом топливе, управлению бытовыми отходами на основе принципов устойчивого развития, внедрению методов устойчивого землепользования и развитию органического сельского хозяйства.
- В рамках соблюдения Парижского соглашения по климату 2015 года Казахстан установил ***определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ)***. Он предполагает сокращение к 2030 году выбросов ПГ в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 года в качестве безусловного целевого показателя (или на 25% от уровня 1990 года в качестве условного целевого показателя).[4] В 2023 году Министерство экологии и природных ресурсов обновило ОНУВ, дополнив его новой главой по адаптации к изменению климата.
- 15 июля 2022 г. Правительство Казахстана утвердило ***Концепцию инвестиционной политики до 2026 года***. Данная политика направлена на соблюдение фундаментальных принципов, таких как переход на «зеленый» рост, продвижение развития инструментов устойчивого и «зеленого» финансирования, а также реализация принципов ESG.
- В Главе 20 Экологического кодекса изложены принципы регулирования в сфере выбросов ПГ, включая рыночный подход к ***системе торговли квотами на выбросы*** [углеродными единицами] ***(СТВ)***. Эта система охватывает примерно половину выбросов углерода в стране и является важной платформой для достижения целей Парижского соглашения и экологических целей Казахстана к 2060 году.[5]
- ***Кодекс «О недрах и недропользовании»*** вступил в силу 27 декабря 2017 г. Он устанавливает принципы недропользования, формулирует процедуры государственного управления и регулирования в данной сфере, а также определяет правовой статус недропользователей и их деятельности. Помимо этого, в Кодексе затрагиваются вопросы, связанные с передачей прав недропользования. В соответствии с Кодексом принципиально важным фактором рационального управления недрами является экологическая безопасность.

2 См. Раздел 2.6 в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* и материал S&P Global Commodity Insights, *Lots of Sticks and Few Carrots: BAT implementation in the energy sector within Kazakhstan's new Ecology Code*, November 2021 [S&P Global Commodity Insights, *«Много "кнутов" и мало "пряников": внедрение НДТ в энергетике согласно новому Экологическому кодексу Казахстана»*, ноябрь 2021 года].

3 Стратегия предполагает инвестиции в низкоуглеродные технологии на сумму 610 млрд долл., из которой 10 млрд долл. предполагается инвестировать к 2030 году, а оставшиеся 600 млрд долл. – до конца 2060 года.

4 Выход на условный целевой показатель зависит от получения Казахстаном дополнительных международных инвестиций и средств «зеленого климатического фонда», а также от предоставления низкоуглеродных технологий и дополнительной степени гибкости с учетом того, что он является страной с «переходной экономикой».

5 См. Раздел 4.4, посвященный совершенствованию казахстанской системы торговли выбросами.

- ***Земельный кодекс***, принятый 20 июня 2003 г., основывается на принципах охраны и рационального использования земель, а также обеспечения экологической безопасности. Его основная цель – предотвращение нанесения ущерба земле как природному ресурсу субъектами, участвующими в землепользовании.
- ***Лесной кодекс***, принятый 8 июля 2003 г., определяет принципы регулирования общественных отношений по владению, пользованию и распоряжению лесным фондом. Он также устанавливает правовые основы охраны, защиты, воспроизводства и рационального использования лесного фонда. Следует отметить, что при регулировании лесных правоотношений делается особый акцент на роль леса как одного из важнейших компонентов биосферы, имеющих глобальное экологическое, социальное и экономическое значение.
- ***Водный кодекс,*** принятый 9 июля 2003 г., направлен на обеспечение ответственного и устойчивого использования водных ресурсов. Его цель – улучшение жизненных условий населения и окружающей среды. В настоящее время в РК разрабатывается проект нового Водного кодекса с целью внедрения системных норм, побуждающих эффективное водопотребление физическими лицами, аграриями и предприятиями, стимулирование замкнутого цикла водопользования и очистки на предприятиях и жилищно-коммунальной сфере.
- ***Закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии»*** был принят 4 июля 2009 г. Он определяет цели, формы и направления поддержки использования возобновляемых источников энергии, а также устанавливает принципы и системы энергетической утилизации отходов и использования вторичных энергетических ресурсов.
- ***Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности»*** от 13 января 2012 г. определяет правовые, экономические и организационные основы деятельности физических и юридических лиц в области энергосбережения и энергоэффективности.
- ***Закон «Об особо охраняемых природных территориях»***, принятый 7 июля 2006 г., регулирует все аспекты, связанные с созданием, расширением, охраной, устойчивым использованием и управлением особо охраняемых природных территорий и объектов государственного природно-заповедного фонда. Вышеуказанные сферы и объекты представляют особую экологическую, научную и историко-культурную ценность, а также являются одним из важнейших компонентов национальной, региональной и мировой экологической сети.
- ***Закон «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»*** от 9 июля 2004 г. регулирует вопросы охраны, воспроизводства и использования животного мира. Он направлен на обеспечение условий сохранения животного мира и его биологического разнообразия, а также устойчивого использования его объектов в целях удовлетворения экологических и экономических потребностей человека.
- ***Закон «Об обязательном экологическом страховании»***, принятый 13 декабря 2005 г., регулирует общественные отношения, возникающие в области обязательного экологического страхования, а также устанавливает правовые, экономические и организационные основы его проведения.

Таким образом, Казахстан располагает *широким комплексом программ и институтов*, содействующих декарбонизации. Сложность при этом заключается в обеспечении их *эффективной координации, а также в создании действенной нормативно-правовой базы и финансовых стимулов*.

4.2.2 Обзор ограничений и барьеров для иностранных инвестиций в технологии «зеленой» энергетики

Казахстан взял твердый курс на развитие возобновляемой энергетики, следуя передовым глобальным практикам, что находит наглядное отражение в законодательной базе страны. В частности, Концепция по переходу к «зеленой экономике» ставит цель увеличить долю ВИЭ в производстве электроэнергии с 4,5% в 2022 году до 15% к 2030 году и, в итоге, до 50% к 2050 году. В свою очередь, Стратегический план развития до 2025 года предусматривает, что доля возобновляемой энергетики в энергетическом балансе страны к 2025 году будет составлять 6%.

Правительство Республики Казахстан реализовало ряд важных мер по поддержке инвесторов, которые вкладывают средства в развитие возобновляемой энергетики, включая следующие:

- Гарантированная закупка возобновляемой энергии по аукционным ценам в течение 20 лет по договору на покупку электроэнергии (ДПЭ) с РФЦ [ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»].
- Увеличение уровня индексации тарифа ВИЭ по отношению к изменению курса тенге к доллару США с 70% до 100%.
- Освобождение производителей возобновляемой энергии от оплаты услуг по передаче электроэнергии.
- Освобождение производителей возобновляемой энергии от финансовой ответственности за создаваемые ими дисбалансы в электроэнергетической сети; вместо них урегулированием данных вопросов занимается РФЦ (хотя это освобождение больше не распространяется на новые проекты).[6]
- Приоритетная диспетчеризация возобновляемой энергии при передаче электроэнергии.
- Земельные участки и точки подключения к сети для проектов возобновляемой энергетики обеспечиваются путем более широкого аукционного процесса.

Помимо этого, проекты возобновляемой энергетики включены в список приоритетных инвестиционных проектов. Это обеспечивает им определенные льготы, такие как освобождение от таможенных пошлин и НДС на импорт, а также освобождение от налога на имущество, земельного налога и корпоративного подоходного налога.

6 С 1 июля 2023 г. на новые проекты ВИЭ в Казахстане это освобождение распространяться больше не будет; https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/564150?lang=ru.

В 2017 году в Закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» были внесены изменения и дополнения, предусматривающие введение механизма отбора проектов возобновляемой энергетики на основе аукциона. Это позволяет инвесторам конкурировать за предлагаемые проекты возобновляемой энергетики на основе указанных в заявках цен. Данный процесс обеспечивает прозрачность: победитель и цена проекта определяются в ходе аукциона. Однако из-за COVID-2019 и проблем, связанных с интеграцией электроэнергетической сети, отсутствием маневренных мощностей и устаревшими традиционными генерирующими объектами, объем новых возобновляемых мощностей, предлагаемых на аукционах, сократился. Это, вероятно, послужило одной из причин недавнего снижения инвестиций в возобновляемую энергетику в Казахстане, хотя в остальной части мира наблюдается их рост (см. Рисунок 4.1 «Инвестиции в виды экологической деятельности, связанные с «зеленой экономикой» в Казахстане в 2013-21 гг.» и Рисунок 4.2 «Глобальные тенденции инвестиций в возобновляемую энергетику в 2013-22 гг.»). В 2022 году Министерство энергетики выставило на аукцион семь проектов ветроэнергетики (ветряных электростанций [ВЭС]), в том числе один мощностью 100 МВт и шесть мощностью по 50 МВт каждый; три проекта солнечной энергетики (СЭС) мощностью по 20 МВт каждый; один проект БиоЭС (на базе биотоплива) мощностью 10 МВт; а также два гидроэнергетических проекта (ГЭС) мощностью 200 МВт и 20 МВт.[7] Следует отметить, что одной из потенциальных проблем является небольшой масштаб казахстанских проектов, поскольку это ограничивает интерес иностранных инвесторов (см. Рисунок 4.3 «Аукционы по отбору проектов возобновляемой энергетики в 2018-23 гг.»). Более крупные проекты, как правило, более рентабельны, поскольку обеспечивают экономию за счет масштаба: строительство и эксплуатация крупных солнечных или ветряных объектов часто эффективнее, чем при наличии нескольких небольших объектов. Помимо этого, банки и инвесторы также склонны отдавать предпочтение более крупным проектам, которые приносят более стабильный доход.

Изменения в базовом законодательстве тоже способны повлиять на привлекательность инвестиций в возобновляемую энергетику. Начиная с 1 июля 2023 г. в Казахстане действует система централизованной покупки и продажи электроэнергии. Она призвана обеспечить оперативное устранение дисбалансов в энергосистеме, решение проблемы дефицита электроэнергии и содействие честной конкуренции. Однако некоторые аспекты новых правил могут потребовать доработки. Ранее предусматривалось освобождение производителей энергии на базе ВИЭ от финансовой ответственности за создаваемые дисбалансы в электроэнергетической сети при заключении ими долгосрочных контрактов сроком на 15-20 лет, однако в соответствии с недавно введенными правилами такое освобождение больше не распространяется на новые проекты. Это может стать серьезным бременем для непостоянных источников энергии (ВИЭ), объем производства электроэнергии на базе которых подвержен весьма существенным колебаниям.

Но все же проекты возобновляемой энергетики пользуются преференциями, которые не распространяются на другие типы электроэнергетических проектов. Тем не менее, наращивание ВИЭ в Казахстане, возможно, временно достигло точки насыщения в связи с необходимостью обеспечить надежность энергосистемы и наличие маневренных мощностей в той степени, которая соответствует увеличившемуся объему ВИЭ.

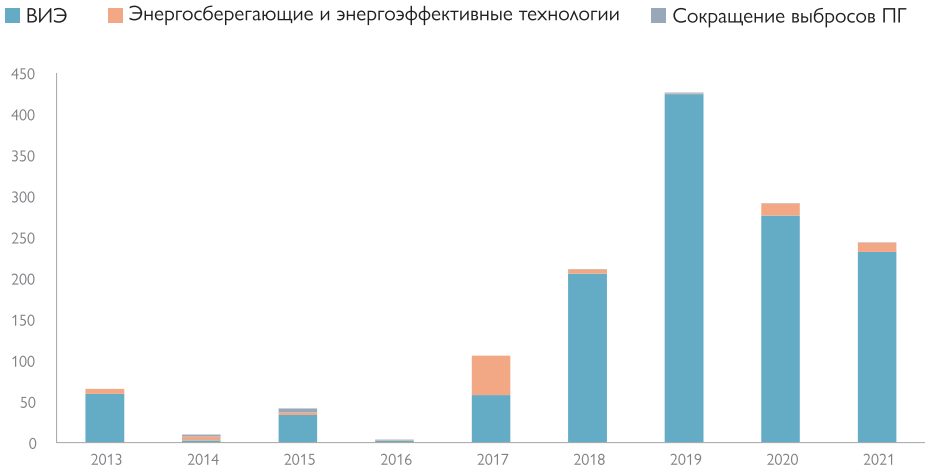
Проблемным аспектом при инвестировании в проекты возобновляемой энергетики в Казахстане для иностранных инвесторов могут оказаться валютные риски. Проекты возобновляемой энергетики требуют значительных капиталовложений на стартовом этапе и часто предполагают применение зарубежных технологий, оборудования и компонентов, которые оплачиваются в иностранной валюте. В то же время первоочередным источником доходов для таких проектов является продажа электроэнергии, которая оплачивается в тенге по долгосрочному договору с РФЦ. Хотя правительство Казахстана ввело ежегодную индексацию цен на электроэнергию в тенге для проектов возобновляемой энергетики, этого может оказаться недостаточно, поскольку индексация осуществляется только раз в год 1 октября.[8] Для долгосрочных инвестиций в возобновляемую энергетику необходима предсказуемость доходов.[9]

7 Оба проекта ГЭС в 2022 году реализованы не были. В последние три года по проектам ГЭС отбирается лишь 10-20% предлагаемых мощностей.

8 При принятии решения по поводу ежегодной индексации имеется возможность выбора из двух вариантов (формул): (1) на базе индекса потребительских цен или (2) на базе обменного курса. Немаловажно отметить, что формула индексации выбирается только один раз при заключении договора покупки электроэнергии и применяется в течение всего срока действия договора; https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2200000704.

9 Казахстан подписал межправительственное соглашение с TotalEnergies по проекту строительства ветроэлектростанции мощностью 1 ГВт с заключением договора на покупку электроэнергии сроком на 25 лет и (предположительно) долларовым тарифом; https://totalenergies.com/media/news/press-releases/kazakhstan-totalenergies-signs-25-year-ppa-1-gw-wind-project.

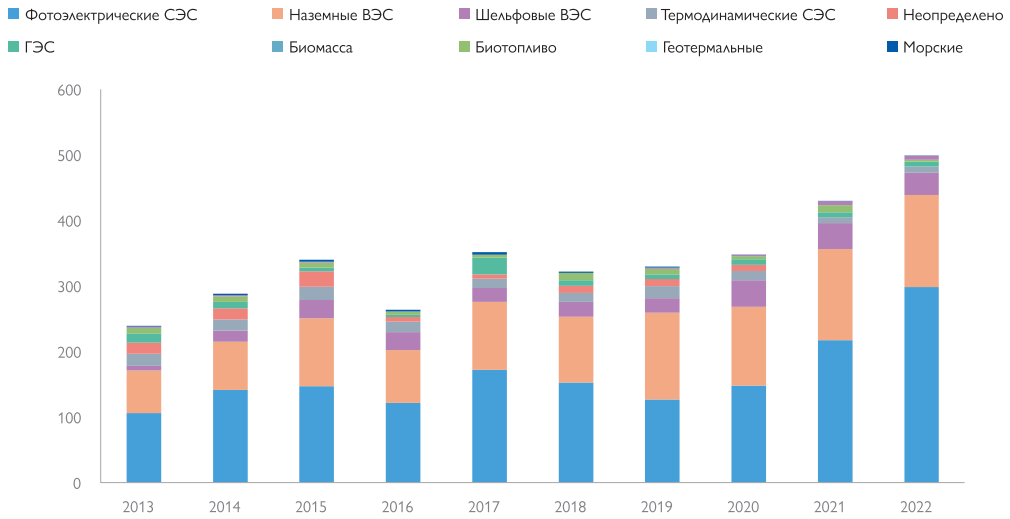
Рисунок 4.1 Инвестиции в виды экологической деятельности, связанные с «зеленой экономикой» в Казахстане в 2013-21 гг. (млн долл.)



Примечания: ПГ-парниковые газы.
Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 4.2 Глобальные тенденции инвестиций в возобновляемую энергетику в 2013-22 гг. (млрд долл.)



Источник: S&P Global Commodity Insights, IRENA.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 4.3 Аукционы по отбору проектов возобновляемой энергетики в 2018-23 гг. (МВт)



Примечания: В 2023 г. проведение аукционов намечено на период с 31 августа по 30 ноября.
Источник: S&P Global Commodity Insights, КОРЭМ.

© 2023 S&P Global.

4.3 Стратегии декарбонизации разных стран существенно различаются по уровню координации политики, а также по сочетанию стимулов и нормативных требований

При рассмотрении стратегий декарбонизации в четырех крупных юрисдикциях (в случае Европейского союза речь идет о блоке из 27 государств-членов) становится очевидна значительная разница между ними в уровне координации политики, а также в соотношении стимулов (условно говоря, «пряников») и нормативных требований (условно говоря, «кнутов»). Хотя все четыре юрисдикции объявили целевые сроки выхода на нулевой баланс выбросов углерода – к 2050 году в случае ЕС и США и к 2060 году в случае Китая (Китайской Народной Республики или КНР) и России, пути, которыми они продвигаются к реализации поставленной задачи, заметно отличаются:

- Китай и ЕС придерживаются комплексных планов декарбонизации, включающих целый ряд специальных программ – это концепция декарбонизации «1+N» в КНР и план «Fit for 55» в ЕС. Китайская программа, направленная на снижение выбросов углерода в экономике, во многом опирается на сильное центральное руководство (государственный капитализм) как средство достижения поставленных целей, а план ЕС в значительной мере основан на нормативно-правовом регулировании.
- В отличие от этого, в США действует менее комплексный и более рыночный подход – единый план декарбонизации в стране отсутствует. Данный подход во многом основан на стимулах для внедрения экологически чистых энергетических технологий (таких как налоговые льготы и субсидии), предусмотренных недавно принятым Законом о снижении инфляции (Inflation Reduction Act), а не только на регулировании. При этом регулирование в основном реализуется в рамках уже существующих (ранее введенных) схем – в частности, таких как предложенные Агентством по охране окружающей среды США нормативные требования по выбросам парниковых газов (ПГ) при производстве электроэнергии, нормы выбросов для новых автомобилей и нормативные требования по выбросам метана.
- Россия, как представляется, следует конъюнктурному подходу, который заключается в сочетании стратегий, направленных на использование текущих сравнительных преимуществ: богатые ресурсы природного газа, который можно экспортировать (или использовать для производства «серого» водорода в целях экспорта) в страны, желающие применять менее вредные для экологии виды топлива в электроэнергетике (например, вместо угля в Китае); управление лесным хозяйством (землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство [ЗИЗЛХ]) в качестве компенсации выбросов углерода; а также некоторое сокращение эмиссий в российской промышленности за счет повышения энергоэффективности. Последняя из указанных стратегий (энергоэффективность) в настоящее время осложняется текущими ограничениями на импорт передовых западных энергетических технологий (таких как газовые турбины в электроэнергетике).

Далее в настоящем разделе рассматривается каждый из вышеперечисленных подходов к декарбонизации в контексте их значимости для политического руководства Казахстана.

4.3.1 Политика «1 + N» в Китае: опора на централизованное государственное руководство

Концепция декарбонизации «1 + N», действующая в Китае, направлена на мобилизацию ресурсов и координацию государственной политики в рамках реализуемых под централизованным руководством мер по достижению среднесрочной цели на пути страны к нулевому балансу выбросов в 2060 году, которая заключается *в выходе на пиковый уровень выбросов углерода до 2030 года.* Китай представляет собой уникальный случай в плане декарбонизации по сравнению с другими странами, поскольку он одновременно является: (а) крупнейшим в мире источником выбросов ПГ – на долю Китая приходится 31% от их общемирового объема; (б) крупнейшим в мире потребителем угля (в объеме, большем, чем во всех остальных странах мира в совокупности); а также (в) первой страной в мире, которая внедрила ВИЭ в массовом масштабе, построив больше мощностей солнечной, ветряной и другой возобновляемой энергетики, чем все другие страны вместе взятые.[10]

Цифра «1» в названии политики «1 + N» относится к двум документам общегосударственного уровня: (а) «Заключение о реализации новой концепции развития и достижения пика выбросов углерода и углеродной нейтральности», принятое Центральным комитетом Коммунистической партии в октябре 2021 года; и (б) «План действий по достижению пика выбросов углерода до 2030 года», принятый Государственным советом КНР в октябре 2021 года (см. Рисунок 4.4 «Развивающаяся концепция декарбонизации «1 + N» в Китае»).[11] В свою очередь, буква «N» относится к целому ряду планов для провинций, которые нацелены на достижение пика выбросов углерода до 2030 года за счет реализации следующих мер:

- Энергоэффективность в ключевых отраслях промышленности.
- «Зеленое» развитие новой инфраструктуры, включая коммуникационные и информационные технологии, такие как развертывание сети 5G и базы данных.
- План достижения пика выбросов углерода в промышленности.
- Переоборудование и иная модернизация угольных электростанций.
- Декарбонизация государственных предприятий (ГП).
- Внедрение технологий экологически чистой энергетики.
- Расширенная поддержка финансирования «зеленого» развития.
- Поддержка внедрения экологически чистых («зеленых») продуктов.
- Создание стандартизированной системы измерения выбросов и отчетности по выбросам.

Помимо инициатив для провинций, концепция «1 + N» включает еще два ключевых компонента: ***специальный кредитный механизм центрального банка*** для финансирования инвестиций в экологически чистую энергетику и ***национальную систему торговли выбросами (СТВ)***. СТВ Китая – крупнейший в мире регламентированный (обязательный) рынок углеродных квот по объему охваченных выбросов. Она была официально запущена 16 июля 2021 г. и является одним из основных инструментов политики декарбонизации, дополняя другие виды «командно-административных» мер в рамках концепции «1 + N». В настоящее время СТВ распространяется только на выбросы CO_2 от тепловых электростанций, которые продолжат получать бесплатные квоты на втором этапе работы системы [в рамках второго цикла соблюдения требований], который длится два года, с 2022 г. по 2023 г., на базе показателей выбросов за 2021 и 2022 гг. После 2023 года эти бесплатные квоты будут постепенно сокращаться на основании оценки фактического объема выбросов, в результате чего на неэффективные генерирующие предприятия могут быть наложены штрафы за выбросы углерода. Электростанции с низкими показателями эффективности, вероятнее всего, столкнутся с текущим (операционным) дефицитом средств и в конечном итоге могут быть вынуждены закрыться. Расширение СТВ с более масштабным охватом сфер экономики, а не только электроэнергетики, судя по всему, будет отложено до 2024 года или на более поздний срок. Тем не менее, к этому времени СТВ должна начать играть важную роль в продвижении по пути к достижению пикового уровня выбросов и их последующему сокращению.[12]

Тремя конкретными целями политики «1 + N» до 2030 года являются следующие:

- Увеличение доли источников энергии на базе неископаемого топлива (ВИЭ, гидроэлектроэнергия, атомная энергия) в структуре потребления первичных энергоресурсов до 25%.
- Снижение углеродоемкости в расчете на единицу производимой в экономике продукции до 65% от уровня 2005 года.
- Увеличение совокупной установленной мощности ветряной и солнечной энергетики до 1 200 ГВт (с уровня около 760 ГВт в 2022 году).

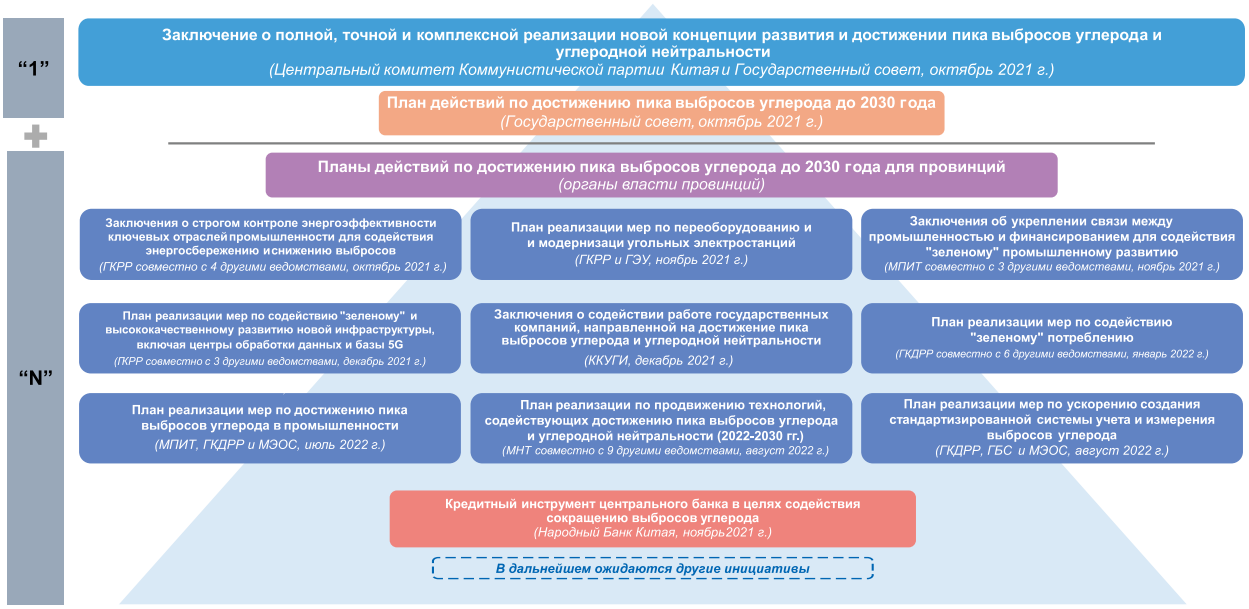
Ключевыми составляющими стратегии снижения выбросов в Китае на 2030 год являются сокращение использования угля в электроэнергетике, промышленности и жилищном

10 *New York Times*, 20 Июля 2023 г.

11 S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated Event, Tokyo Commodity Markets Insight Forum, *China's Carbon Ambitions: Impact on energy markets*, 4 July 2023 [S&P Global Commodity Insights, Интегрированное региональное мероприятие, Токийский форум по аналитике товарных рынков, *«Углеродные амбиции Китая: влияние на энергетические рынки»*, 4 июля 2023 г.].

12 S&P Global Commodity Insights, Global Power and Renewables Profile, *Mainland China Carbon Market Profile*, May 2023 [S&P Global Commodity Insights, Глобальный профильный обзор электроэнергетики и ВИЭ, *«Профильный обзор углеродного рынка Китая»*, май 2023 г.].

Рисунок 4.4 Развивающаяся концепция декарбонизации «1 + N» в Китае



Примечания: ГКРР = Государственный комитет по развитию и реформе; ГЭУ = Государственное энергическое управление; МПИТ = Минитсерство промышленности и иформауионных технологий; ГУДУ = Государственное управление по делам учреждений; ККУГИ = Комитет по контролю и управлению государственным имуществом; МЭОС = Министерство экологии и окружающей среды; МНТ = Министерство науки и технологий; ГСБ - Государственное статистическое бюро.
Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

секторе, а также потребления нефти в транспортной сфере. Спрос на уголь в жилищном/коммерческом секторе и в промышленности страны уже вышел на пиковую отметку, а пик использования угля в электроэнергетике ожидается в течение ближайших 2–3 лет. Для покрытия потребности в электроэнергии с возможностью диспетчеризации в национальной сети планируется расширить газовую генерацию.

По оценкам S&P Global, за счет реализации политики «1 + N» Китай, вероятнее всего, выйдет на пиковый уровень выбросов углерода в намеченный срок (к 2030 году), однако для достижения углеродной нейтральности к 2060 году потребуется принятие дополнительных мер.[13]

4.3.2 Политика ЕС «Fit for 55»: главная роль отведена регулированию, а не стимулам

Политика Европейского союза «Fit for 55» направлена на организацию и координацию широкого спектра программ по борьбе с изменением климата в рамках более конкретной цели в области чистой энергетики – обеспечить сокращение выбросов ПГ на 55% (от уровня 1990 года) к 2030 году, тем самым задав динамику продвижению ЕС по пути к нулевому балансу выбросов в 2050 году.[14] Хотя такая политика в ЕС, как и в Китае, призвана создать активный импульс для реализации долгосрочных мер по борьбе с изменением климата, начав с мобилизации процессов по достижению более краткосрочных целей, намеченных на 2030 год, «Fit for 55» прежде всего опирается на создание эффективной базы нормативно-правового регулирования.

Принятый 14 июля 2021 г. пакет «Fit for 55» будет регламентировать рынки электроэнергии и газа, а также развивающиеся рынки водорода в ЕС в период до 2030 года и далее. Он предполагает значительное ужесточение и без того амбициозных предыдущих целей по декарбонизации, предусмотренных планом «Зелёный пакт для Европы» [European Green Deal] (принятым 12 декабря 2019 г.) – который является базовой долгосрочной стратегией ЕС по борьбе с изменением климата и достижению климатической нейтральности – предписывая:

- повышение на 50% целевого показателя сокращения выбросов на углеродном рынке;
- повышение на 25% требований по использованию ВИЭ в общем объеме энергопотребления;
- новые требования по закупке возобновляемых видов топлива небиологического происхождения (RFNBO);

13 *China's Carbon Ambitions* [*«Углеродные амбиции Китая»*], стр. 24.

14 Основным источником информации о программе «Fit for 55» послужил материал S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated Insight, *"Fit for 55": Final package clarifies path for transformation of Europe's energy mix by 2030*, April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Комплексный региональный аналитический обзор, *«"Fit for 55": окончательная версия пакета проясняет путь трансформации структуры потребления энергоресурсов в Европе к 2030 году»*, апрель 2023 г.].

- ускоренное повышение энергоэффективности;
- распространение платы за выбросы углерода на здания и транспорт, а также на импорт в ЕС некоторых видов продукции (CBAM).

Пакет «Fit for 55» объединяет пять программ ЕС, направленных на сокращение выбросов, развитие возобновляемой энергетики и повышение энергоэффективности, а именно: Система торговли квотами на выбросы ЕС, Новый углеродный рынок, Механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM), II-я Директива о возобновляемых источниках энергии (RED II) и Директива об энергетической эффективности.

4.3.2.1 Сокращение выбросов

Программы сокращения выбросов, вошедшие в пакет «Fit for 55», включают Систему торговли квотами на выбросы Европейского союза (СТВ ЕС), новый углеродный рынок, который будет охватывать выбросы от зданий и транспорта (Новый углеродный рынок), а также Механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM), который распространит действие норм СТВ ЕС в отношении выбросов на определенные товары (виды продукции), импортируемые в ЕС из стран, не являющихся его членами.

Запущенная в 2005 году ***СТВ ЕС*** предполагает ускорение темпов сокращения выбросов по сравнению с первоначальным графиком СТВ. Пакет «Fit for 55» предусматривает сокращение выбросов в рамках СТВ к 2030 году на 62% (от уровня 2005 года), а не на 43%, как намечалось ранее. Достижение этой цели планируется путем реализации комплекса мер, включая следующие:

- Снижение максимального лимита бесплатных квот на рынке на 5,2% (в эквиваленте) ежегодно в период с 2024 года по 2030 год (тогда как в настоящее время снижение происходит на 2,2%).
- Расширение охвата рынка с включением в него сферы морского транспорта (частично с 2024 года и полностью с 2026 года).
- Определение сроков прекращения предоставления бесплатных квот для объектов ключевых отраслей промышленности. С 2026 года (когда CBAM полностью вступит в силу) начнется поступательное сокращение размера бесплатных квот для таких сфер как электроэнергетика, цементная промышленность, металлургия, алюминиевая промышленность, водородный сектор, а также производство аммиака и удобрений. К 2030 году вышеперечисленные сферы будут получать чуть более 50% квот бесплатно, а к 2034 году бесплатное распределение квот прекратится.

В 2027 году начнет работу ***Новый углеродный рынок*** для зданий и автодорожного транспорта (не связанный с СТВ ЕС). Поставщикам топлива (например, газа, дизельного топлива или бензина) для этих секторов будет предоставляться бесплатная (ежегодно корректируемая) квота на выбросы, а за объемы, превышающие эту квоту, будет взиматься плата. На пилотном этапе (2024-27 гг.) максимальный лимит бесплатных квот будет уменьшаться на 5,15% ежегодно, а затем – на этапе работы рынка [в рамках цикла соблюдения требований], который начнется в 2028 году – на 5,43% ежегодно. Такой подход предназначен для обеспечения «мягкого» потолка цен на выбросы углерода на уровне 45 евро за тонну (в реальных ценах 2020 года) и включает механизм корректировки цен, позволяющий выпустить на рынок дополнительные бесплатные квоты, если цена выбросов углерода превысит этот потолок.

Механизм трансграничного углеродного регулирования (CBAM), который подробно рассматривается в Главе 2, вступил в силу в мае 2023 года. В соответствии с ним, начиная с 2026 года, будет взиматься пошлина на импорт в ЕС отдельных видов продукции, соразмерная степени, в которой выбросы ПГ от их производства превышают установленную норму (объем выбросов 10% компаний ЕС, ведущих деятельность в той же отрасли, с наибольшим уровнем выбросов на единицу продукции согласно отчетным данным). Отраслевой охват CBAM включает восемь сфер – электроэнергию, цемент, удобрения, алюминий, железо и сталь, водород, аммиак и продукты обработки железа и стали (такие как винты, болты и т. п. из железа и стали). Цель механизма состоит в следующем:

- Мотивировать страны, стремящиеся экспортировать товары на рынок ЕС, к реализации при производстве этих товаров таких же стратегий сокращения выбросов ПГ, как действуют в ЕС.
- Защитить внутренние промышленные предприятия ЕС от «несправедливой» конкуренции со стороны импортируемых товаров, произведенных без соблюдения вышеупомянутых стратегий сокращения выбросов.
- Предотвратить «утечку углерода» из ЕС – т.е. перемещение европейских объемов производства в страны с менее строгими нормами в отношении выбросов углерода в результате физического перевода производственных мощностей за пределы ЕС либо в результате перехода доли рынка к менее «экологичным» производителям из-за закрытия европейских мощностей.

4.3.2.2 Активизация развития возобновляемой энергетики: RED II

II-я Директива о возобновляемых источниках энергии [Директива о стимулировании использования энергии из возобновляемых источников] (RED II, 2021 г.) предусматривает ускорение темпов (сроков) развития возобновляемой энергетики по сравнению с предыдущей версией (RED I, 2018 г.), устанавливая чрезвычайно амбициозные цели в отношении ВИЭ, а также содействуя созданию спроса на возобновляемый водород и его производные. В частности, она устанавливает обязательную для реализации цель, предполагающую, что к 2030 году доля ВИЭ в общем объеме потребления энергоресурсов в ЕС должна составлять 42,5% (почти вдвое больше по сравнению с 2021 годом (21,8%) и на целых 10% выше целевого показателя RED I (32%)), достижение которой планируется через реализацию ряда промежуточных целей более конкретного характера в соответствующих секторах экономики:

- *Здания:* не менее 49% энергии, потребляемой зданиями, в ЕС должно обеспечиваться за счет ВИЭ.
- *Промышленность:* в 2030 году 42% водорода, используемого в промышленности, должно производиться из возобновляемых видов топлива небиологического происхождения (RFNBO), а в 2035 году этот показатель должен вырасти до 60% (директива фактически замещает 42% спроса на «серый» водород в промышленности «зеленым» [полученным из RFNBO] водородом); использование ВИЭ в промышленности в целом при этом растет на 1,6% в год.[15]
- *Транспорт:* страны могут выбрать один из двух вариантов на 2030 год: (1) реализация обязательного целевого показателя, предполагающего снижение интенсивности выбросов ПГ в транспортной сфере на 14,5% за счет использования ВИЭ; или (2) реализация обязательного целевого показателя, предполагающего обеспечение доли ВИЭ в конечном спросе на энергоресурсы в транспортной сфере на уровне выше 29%. Помимо этого, установлен обязательный промежуточный целевой показатель, в соответствии с которым доля передовых видов биотоплива и RFNBO в объеме потребляемых транспортом возобновляемых энергоресурсов должна составлять 5,5%, из которых не менее 1% должно приходиться на RFNBO.
- *Биомасса в электроэнергетике:* электростанциям, работающим на биомассе, больше не будет предоставляться финансовая поддержка, за исключением электростанций, которые оборудованы системами улавливания и хранения углерода или расположены в определенных регионах.

4.3.2.3 Повышение энергоэффективности: EED

Директива ЕС об энергетической эффективности (EED, 2012 г.; с учетом поправок, внесенных в 2018 г.) дополняет другие составляющие пакета «Fit for 55», устанавливая правила и обязательства для достижения целей ЕС по энергоэффективности на 2030 год. Она предусматривает сокращение конечного спроса на энергоресурсы в ЕС на 11,7% (от уровня 2020 года) в 2030 году, что предполагает пятикратное увеличение исторических (2005-21 гг.) показателей повышения эффективности в ЕС – до 2,6% в год в период до 2030 года. Национальные вклады определяются государствами-членами самостоятельно; такие вклады являются ориентировочными (индикативными), и при этом допускается отклонение на 2,5%. Содержащиеся в Директиве указания относительно того, как эта цель будет достигнута – помимо стандартных фраз о том, что государственный сектор будет выступать в роли лидера, подавая пример – носят ограниченный характер; конкретные предложения включают обязанность по внедрению системы энергетического менеджмента для крупных потребителей энергоресурсов, а также по проведению энергетических аудитов для предприятий малого и среднего бизнеса.[16] Таким образом, выход на целевые показатели энергоэффективности предположительно будет осуществляться в основном за счет других политических инициатив ЕС.

15 20% от вышеуказанной цели по водороду, полученному из RFNBO, для промышленности можно обеспечить за счет водорода, произведенного с использованием атомной энергии.

16 https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en.

4.3.3 США: разноплановый подход, опирающийся на новые законодательные стимулы и существующую нормативную базу

В отличие от Китая и Европейского союза, в США отсутствует единая всеобъемлющая стратегия декарбонизации. Вместо этого декарбонизация реализуется на базе (а) нового законодательства с широким охватом – Закона о снижении инфляции (IRA) – обеспечивающего стимулы для развития экологически чистой энергетики, а также (б) внесения поправок в существующую нормативно-правовую базу, регулирующую эмиссии (которая находится в ведении Агентства по охране окружающей среды США), с целью сокращения выбросов парниковых газов. В настоящее время США занимают второе место по объему выбросов ПГ в мире (14% от общемирового показателя), и в стране планируется сократить выбросы на 50-52% от уровня 2005 года к 2030 году, следуя по намеченному пути достижения их нулевого баланса к 2050 году.

4.3.3.1 Закон о снижении инфляции

Принятый 16 августа 2022 г. Закон о снижении инфляции (IRA) предполагает – в рамках масштабного пакета расходов, расчетная сумма которого составляет 433 млрд долл. – выделить 386 млрд долл. в виде налоговых льгот и субсидий на ВИЭ и другие технологии «зеленой» энергетики в течение 10-летнего периода. Такой длительный период задан для того, чтобы повысить уверенность потенциальных инвесторов в наличии финансирования в течение достаточного продолжительного промежутка времени, позволяющего обеспечить жизнеспособность новых проектов. Среди наиболее примечательных из предусмотренных IRA стимулов в области климата и энергетики, можно отметить следующие:

- 161 млрд долл. в виде налоговых льгот для проектов экологически чистой электроэнергетики (например, строительство новых генерирующих мощностей с нулевым уровнем выбросов углерода, перепрофилирование существующих мощностей, модернизация).
- 40 млрд долл. для вложений в новый транспорт и новую инфраструктуру, а также в снижение загрязнения окружающей среды и вреда от опасных веществ (материалов).
- По 37 млрд долл. на стимулирование использования экологически чистой энергии физическими лицами, а также на производство оборудования и продукции для экологически чистой энергетики внутри страны – чтобы мотивировать компании к строительству/производству солнечных панелей, ветряных турбин и аккумуляторных батарей, а также к переработке минерального сырья для экологически чистой энергетики (например, лития, кобальта, никеля) в США.
- 36 млрд долл. в виде налоговых льгот на экологически чистые виды топлива и транспортные средства, включая налоговую льготу в размере 7 500 долл. для покупателей автомобилей с доходом ниже определенного уровня

при приобретении нового электромобиля и налоговую льготу в размере 4 000 долл. при приобретении подержанного автомобиля.[17]

- 35 млрд долл. на программы по сокращению выбросов в сельском хозяйстве, лесном хозяйстве и ресурсосбережении (ЗИЗЛХ).
- 27 млрд долл. на поддержку программ электрификации и энергоэффективности в зданиях и в промышленности, а также гранты и кредиты Министерства энергетики на инновационные исследования в области энергетики.[18]

4.3.3.2 Предлагаемые нормативные требования по выбросам от электростанций

Наряду со стимулами для развития экологически чистой энергетики, предусмотренными IRA, администрация Президента США Джозефа Байдена работает над пересмотром подхода к регулированию выбросов ПГ, реализуемого Агентством по охране окружающей среды США (EPA). В случае с выбросами от электростанций это вызвано необходимостью, связанной с тем, что в июле 2022 года Верховный суд США отменил полномочия EPA по обеспечению соблюдения положений Плана по чистой энергетике времен Обамы (Clean Power Plan, 2015 г.), предписывающего закрытие угольных электростанций. Однако здесь имеется практическое преимущество, которое заключается в том, что работа ведется в рамках уже существующей административной схемы регулирования выбросов в стране.

План по чистой энергетике был направлен на сокращение выбросов в электроэнергетике на 32% (от уровня 2005 года) к 2030 году, обязывая штаты представлять планы по поэтапному отходу от производства электроэнергии с использованием угля и наращиванию генерации на базе ВИЭ. В 2016 году реализация Плана была приостановлена (временно заблокирована) Верховным судом в связи с необходимостью рассмотрения большого количества судебных исков, поступивших от представителей штатов. В вынесенном в 2022 году окончательном решении в отношении Плана по чистой энергетике суд фактически постановил, что Закон о чистоте воздуха (Clean Air Act), принятый Конгрессом (в 1963 г., с учетом последующих поправок) в явной форме не наделял EPA такими широкими регуляторными полномочиями в отношении (топливной) структуры электроэнергетики.

Тем не менее, решение суда оставило в силе полномочия EPA по регулированию выбросов в вышеуказанном секторе, в связи с чем 11 мая 2023 г. агентство поставило целью реализовать сокращение выбросов ПГ в электроэнергетике посредством другого, более ограниченного механизма, установив различные целевые показатели сокращения выбросов для электростанций в зависимости от их размера, режима работы (стандартный [штатный] или прерывистый) и продолжительности эксплуатации (например, новые или планируемые к закрытию). При этом вместо предписаний относительно того, какие виды генерации следует развивать, а какие прекращать, операторам дается возможность на свое усмотрение решать, как обеспечивать соблюдение установленных целевых показателей – путем перехода на другой вид топлива или путем внедрения таких технологий, как улавливание, использование и хранение углерода (CCUS). Вместе с тем EPA все же рекомендует «лучшую систему сокращения выбросов» (BSER) для различных категорий электростанций, которая в некоторых случаях предполагает улавливание углерода (для угольных электростанций с длительным будущим сроком эксплуатации), частичное использование газа (для угольных электростанций с будущим сроком эксплуатации средней продолжительности) или стандартную работу (для электростанций на природном газе или для угольных электростанций, планируемых к закрытию).[19] Однако агентство больше не стремится напрямую регулировать вид генерации (используемый источник выработки электроэнергии). Аналогично случаю с Планом по чистой энергетике, нет никаких гарантий того, что предлагаемые новые требования по выбросам вступят в силу: вполне вероятно, что они будут оспариваться в судебном порядке и, возможно, будут отменены на основании Закона о пересмотре Конгрессом (Congressional Review Act) в зависимости от результатов выборов 2024 года в США, а также не исключено, что какая-то из будущих администраций президента просто решит сделать их менее строгими.

4.3.3.3 Новые нормы выбросов для транспортных средств

Транспортная сфера является главным источником углеродного загрязнения в США – на ее долю приходится 29% совокупного объема выбросов ПГ в стране.[20] Соответственно, сокращение выбросов в данной сфере будет иметь принципиально важное значение для успеха любых принимаемых в США мер, направленных на достижение целей по выходу на нулевой баланс. В апреле 2021 года администрация Байдена и EPA объявили о введении обновленных норм выбросов выхлопных газов для новых автомобилей, неофициально поставив цель ускорить

17 Налоговые льготы предоставляются при условии, что личный доход покупателя не превышает определенного уровня (150 000 долл. налогооблагаемого дохода согласно декларации, подаваемой в индивидуальном порядке, и 300 000 долл. согласно декларации, подаваемой совместно), а также при условии соответствия требованиям к местному содержанию, предусмотренным для транспортных средств (в частности, для аккумуляторов). При этом они распространяются только на легковые седаны, цена продажи которых не превышает 55 000 долл., а также на пикапы, фургоны и внедорожники класса SUV, цена которых не превышает 80 000 долл. (*New York Times*, 13 августа 2022 г.).

18 *New York Times*, 3 Августа 2022 г.; https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/; https://www.crfb.org/blogs/whats-inflation-reduction-act.

19 Более подробная информация представлена в материале S&P Global, Global Power and Renewables Insight, *US EPA Releases Long-Awaited GHG Regulations for Fossil Fuel–Fired Power Plants*, 12 May 2023 [S&P Global, Глобальный аналитический обзор по электроэнергетике и ВИЭ, *«Агентство по охране окружающей среды США публикует давно ожидаемые нормативы по парниковым газам для электростанций, работающих на ископаемом топливе»*, 12 мая 2023 г.].

20 https://www.epa.gov/transportation-air-pollution-and-climate-change/carbon-pollution-transportation#:~:text=%E2%80%8BGreenhouse%20gas%20(GHG)%20emissions,contributor%20of%20U.S.%20GHG%20emissions.

таким образом внедрение электромобилей. Ожидается, что в результате введения новых норм к 2032 году 67% всех новых легковых автомобилей малой грузоподъемности, 46% автомобилей для перевозки грузов средней грузоподъемности (грузовых автомобилей среднего размера и фургонов) и 1/4 всех грузовых автомобилей большой грузоподъёмности, продаваемых в США, будет работать на электричестве.

Подход, которого придерживается EPA для решения данной задачи, по сути, основан на «выученном уроке» – опыте, который агентство приобрело в ходе своей деятельности, направленной на преобразования в электроэнергетике. Вместо того, чтобы напрямую предписывать отход от использования двигателей внутреннего сгорания, работающих на ископаемом топливе, EPA сделало выбор в пользу ужесточения норм выбросов выхлопных газов до такой степени, что единственным реальным способом соблюдения требований для автопроизводителей остается переход на выпуск главным образом электромобилей.[21] EPA уполномочено устанавливать ограничения на уровень загрязнения окружающей среды новыми автомобилями, выпускаемыми автопроизводителями.

Новые правила должны вступить в силу в 2027 году. Однако, как и в случае с регулированием электроэнергетики, вполне вероятно, что они будут оспариваться в судебном порядке. При этом сам масштаб трансформации отрасли (переоснащение заводов, переподготовка работников, корректировка цепочки поставок) будет колоссальным.

4.3.3.4 Нормативные требования по выбросам метана

Третьим крупным направлением деятельности EPA в сфере нормативного регулирования, направленного на сокращение выбросов ПГ, являются выбросы метана. Метан – сильнодействующий парниковый газ, который в течение первых 20 лет после попадания в атмосферу удерживает в среднем примерно в 80 раз больше тепла, чем CO_2, и считается, что на его долю приходится примерно 1/3 текущего потепления атмосферы, вызываемого ПГ. Таким образом, резкое сокращение выбросов метана представляет собой один из наиболее действенных способов замедления темпов изменения климата в ближайшей перспективе. 11 ноября 2022 г. на 27-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (КС-27 [COP27]) в Шарм-эль-Шейхе (Египет) EPA объявило об ужесточении предлагаемых им нормативных требований (стандартов) по сокращению выбросов метана и других сопутствующих загрязняющих веществ, таких как летучие органические соединения (ЛОС). Более строгие стандарты предусматривают снижение выбросов метана на 87% от уровня 2005 года к 2030 году.[22]

Обновленные требования, которые дополняют предложенные EPA стандарты, вышедшие в ноябре 2021 года и распространяющиеся на нефтяные и газовые скважины на всей территории США, предполагают более широкий охват, предписывая сокращение выбросов метана из сотен тысяч источников по всей стране. В частности, новые правила теперь распространяются на все буровые площадки, включая небольшие скважины с выбросами менее 3 тонн метана в год. В настоящее время небольшие скважины подлежат стартовой проверке, но редко повторно контролируются на наличие утечек. По результатам многочисленных исследований, скважины небольшого размера обеспечивают всего 6% добычи нефти и газа в США, но на их долю приходится до половины от совокупного объема выбросов метана на буровых площадках.[23] Помимо этого, новые требования призваны способствовать применению передовых технологий обнаружения метана и формированию Программы реагирования на сверхкрупные источники выбросов (Super-Emitter Response Program), которая будет использовать данные органов регулирования или назначенных третьих лиц, обладающих экспертными компетенциями в сфере технологий дистанционного обнаружения метана, с целью оперативного выявления крупномасштабных выбросов для незамедлительного принятия ответных мер. Хотя предлагаемые новые стандарты подлежат рассмотрению различными задействованными сторонами (стейкхолдерами), в последнее время представители нефтегазовой отрасли стали положительнее относиться к регулированию EPA на общегосударственном уровне, предпочитая единую нормативную базу разнородному набору правил на уровне отдельных штатов.

В качестве сопутствующего предложения, направленного на повышение эффективности обнаружения утечек метана с охватом значительной части инфраструктуры транспортировки и распределения природного газа в стране, Управление по безопасности трубопроводов и опасных материалов США (PHMSA) 5 мая 2023 г. объявило об обновлении старых стандартов обнаружения утечек и ремонта трубопроводов, подземных хранилищ и объектов СПГ.[24] Предлагаемый регламент, в соответствии с Законом о защите инфраструктуры трубопроводов страны и повышении безопасности (Protecting our Infrastructure of Pipelines and Enhancing Safety Act) 2020 года, предусматривает размещение специалистов по трубопроводам на объектах по всей стране, чтобы не допускать утечек и предотвращать опасные аварии. При этом в целях повышения эффективности реализации поставленной задачи предполагается использование новых технологий обнаружения и устранения утечек метана.

Федеральные стандарты обнаружения и устранения утечек в газопроводах остаются практически неизменными с 1970-х гг., несмотря на значительный прогресс технологий обнаружения утечек и практик эксплуатации за прошедшие пять десятилетий. Если новые стандарты вступят в силу,

21 В случае с электроэнергетикой – как отмечалось выше в разделе 4.2.3.2 – Верховный суд США постановил, что EPA не имеет полномочий предписывать (или запрещать) производство электроэнергии с использованием определенного источника энергии, но сохранил за агентством полномочия по регулированию выбросов в данном секторе.

22 https://www.epa.gov/newsreleases/biden-harris-administration-strengthens-proposal-cut-methane-pollution-protect.

23 https://apnews.com/article/biden-business-prices-oil-and-gas-industry-climate-environment-3a5b7049478ec7161fcbd18f1ebdb0ba.

24 https://www.federalregister.gov/documents/2023/05/18/2023-09918/pipeline-safety-gas-pipeline-leak-detection-and-repair#:~:text=PHMSA%20proposes%20to%20require%20that,leakage%20surveys%20and%20leak%20investigations.

они предположительно позволят сократить выбросы из газопроводов на целых 55% и к 2030 году потенциально способны помочь ликвидировать 1 млн т метана (что эквивалентно 25 млн т CO_2). Предлагаемые стандарты в настоящее время находятся на рассмотрении.

4.3.4 Российская Федерация: ограниченный круг мер с использованием имеющихся преимуществ и акцентом на компенсацию выбросов углерода

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) России в рамках Парижского соглашения по климату предполагает сокращение выбросов ПГ на 30% от уровня 1990 года к 2030 году. В октябре 2021 года, в преддверии 26-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (КС-26) в Эдинбурге (Шотландия), российское правительство анонсировало новую стратегию декарбонизации – Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года – которая впервые предусматривает обязательство по выходу на нулевой баланс выбросов (к 2060 году) и более активные меры по предотвращению выбросов, чем раньше.[25] Новая цель по достижению нулевого баланса значительно расходится с предыдущими планами России, согласно которым выбросы должны были увеличиваться до 2050 года, а их сокращение до нулевого уровня предполагалось не ранее следующего столетия.[26] В соответствии с новой стратегией Россия, занимающая шестое место в мире по объему выбросов углерода (после Китая, США, Индии, ЕС и Индонезии), будет стремиться к снижению выбросов углекислого газа к 2050 году на 70% от уровня 1990 года (и на 60% от уровня 2019 года) согласно предусмотренному в ее рамках «интенсивному» (базовому [целевому]) сценарию.[27] Интенсивный сценарий новой стратегии включает в себя следующие значимые элементы:

- Отход от использования угольных электростанций для производства электроэнергии к использованию парогазовой генерации, атомных электростанций, гидроэлектростанций и мощностей ВИЭ; на оставшихся угольных мощностях предполагается расширение применения «чистых» угольных технологий, включая улавливание, использование и хранение углерода (CCUS).[28]
- Умеренный, но не очень значимый, отход от экспорта ископаемого топлива в целях содействия декарбонизации. Новая стратегия предусматривает сохранение весомой роли экспорта нефти и газа, однако ожидается, что после 2030 года такой экспорт будет сокращаться в реальном выражении в среднем на 2,1% в год; негативное воздействие на доходы при этом предполагается сгладить за счет увеличения доли экспорта продукции с более высокой добавленной стоимостью.[29]
- Повышение уровня цифровизации и электрификации во всех отраслях экономики – в первую очередь электрификации общественного транспорта.
- Увеличение потребления водорода в промышленности, особенно в металлургии и химическом производстве, а также создание экспортного водородного сектора.
- Повышение энергоэффективности во всех отраслях экономики; внедрение стандартов энергоэффективности для новых и ремонтируемых зданий, а также для отраслей промышленности. План предусматривает общее снижение энергоемкости экономики наполовину (до уровня «ведущих стран») к 2050 году; частично это будет достигнуто за счет структурных сдвигов в экономике в сторону «постиндустриальных» отраслей, доля которых в совокупном объеме ВВП должна увеличиться на 11,8 процентных пункта.
- Реализация широкого круга сопутствующих вспомогательных мер в налогово-бюджетной политике, внедрение наилучших доступных технологий (НДТ) и финансовые стимулы в области экологически чистой энергетики.

Однако наиболее значимой составляющей новой стратегии является компенсация выбросов углерода – особенно поглощение углерода в секторе землепользования, изменений в землепользовании и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ). Обширные лесные массивы России рассматриваются как первоочередной ресурс для противодействия изменению климата за счет планового совершенствования практик управления в лесном хозяйстве (т.е. преобразования неуправляемых лесов в управляемые), активных мер по лесоразведению и борьбы с лесными пожарами. И действительно, с середины 1990-х гг. российский сектор ЗИЗЛХ является крупным поглотителем выбросов: объем поглощения в данном секторе достиг максимума на уровне -720 млн т CO_2-экв. в 2010 году (36% от совокупного объема выбросов ПГ, не связанных с ЗИЗЛХ), хотя впоследствии упал до -569 млн т CO_2-экв в 2020 году (самом недавнем, за который имеются учетные данные).[30] Судя по новому плану, правительство России, вероятно, рассчитывает, что российские или зарубежные исследователи смогут представить научно обоснованные

25 Стратегия декарбонизации была утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р (см. https://www.iea.org/policies/14859-strategy-of-socio-economic-development-of-russia-with-a-low-level-of-greenhouse-gas-emissions-until-2050).

26 https://www.themoscowtimes.com/2021/10/13/russia-aiming-for-carbon-neutrality-by-2060-putin-says-a75284.

27 Второй («инерционный») сценарий предусматривает сохранение текущего (стандартного) подхода.

28 Следует отметить, что подобный сдвиг в производстве электроэнергии не будет означать кардинального изменения текущей ситуации, поскольку доля угля в выработке электроэнергии в России в последнее время (по данным за 9 месяцев 2022 года) составляет всего 13,8%, тогда как 47,1% приходится на газ; 20,1% – на атомную энергию; 18,2% – на гидроэнергию; и менее чем по 1% на ветряную, солнечную и «прочую тепловую» (в основном представленную мазутом) энергию. Таким образом, «углеродный след» российской электроэнергетики уже относительно невелик.

29 То, что стратегия отводит весомую роль экспорту в рамках продвижения по пути декарбонизации, вероятно, частично объясняется убежденностью (или надеждой), что импорт другими странами относительно менее вредного для экологии топлива (например, российского природного газа) когда-то в будущем потенциально может быть засчитан в качестве компенсации выбросов углерода в той мере, в которой такие поставки замещают спрос на еще более экологически неблагоприятные виды топлива (например, уголь или традиционную биомассу) в странах-импортерах. Судя по всему, аналогичное мышление распространяется и на потенциальное развитие экспорта «серого», «голубого» или «зеленого» водорода.

30 https://climateactiontracker.org/countries/russian-federation/.

доказательства, подтверждающие, что в настоящее время чистый объем поглощения в секторе ЗИЗЛХ сильно недооценен, и в перспективе его можно будет существенно увеличить экономически эффективным образом. Опираясь на эти механизмы (т.е. переоценку масштабов поглощения в ЗИЗЛХ и возможность нарастить лесоразведение и лесовосстановление), стратегия на период до 2050 года ставит цель увеличить объем поглощения углерода в секторе ЗИЗЛХ в России с расчетного показателя на уровне 535 млн т CO_2-экв. в 2019 году до 1 200 млн т CO_2-экв. в 2050 году (см. Таблицу 4.1 «Фактические и чистые (нетто) показатели выбросов и поглощений согласно интенсивному сценарию в 2019, 2030 и 2050 гг.»). При этом почти 70% снижения *чистых (нетто)* выбросов ПГ в России, предполагаемого интенсивным сценарием в период с 2019 г. по 2050 г., (665 млн т CO_2-экв. из 954 млн т CO_2-экв.) будет обеспечено за счет поглощения углерода, а остальные 30% (289 млн т CO_2-экв.) – за счет *фактического* сокращения выбросов.[31]

Некоторые аналитики – в первую очередь международная организация Climate Tracker, а также расположенный в Москве Центр энергоэффективности – XXI век (ЦЭНЭФ-XXI) – выражают скептицизм по поводу практической осуществимости такого уровня компенсации за счет ЗИЗЛХ, учитывая, то, насколько огромные по площади земельные территории для этого потребуется задействовать, а также то, какая часть территорий будет пригодна для лесоразведения и применения усовершенствованных практик управления.[32] В частности, базовый сценарий ЦЭНЭФ-XXI предполагает, что поглощение углерода в секторе ЗИЗЛХ в 2060 году составит всего 115 млн т CO_2-экв.[33]

Факторы неопределенности, присущие стратегии декарбонизации в целом, усугубляются еще и начавшимся в феврале 2022 года российско-украинским вооруженным конфликтом. В настоящее время западные санкции значительно затрудняют России доступ к ряду передовых технологий, применяемых для повышения энергоэффективности и сокращения выбросов. Санкции также привели к приостановке действия на оптовом и розничном рынках до апреля 2023 года одного из ключевых механизмов наращивания мощностей возобновляемой генерации, введенного в России в 2021 году – программы ДПМ ВИЭ 2.0 (Договор о предоставлении мощности), в рамках которой российские и иностранные инвесторы подают конкурсные заявки на заключение долгосрочных контрактов по строительству мощностей с последующей поставкой электроэнергии по фиксированной стоимости за киловатт-час.[34]

Таблица 4.1 Фактические и чистые (нетто) показатели выбросов и поглощений согласно интенсивному сценарию в 2019, 2030 и 2050 гг. (млн т CO_2-экв.)

	2019	2030	2050	Изменение в абсолютном выражении, 2019-50 гг.
Фактический объем выбросов ПГ (всего)	2 119	2 112	1 830	289
Поглощение в секторе ЗИЗЛХ	-535	-539	-1 200	665
Нетто-выбросы ПГ	1 584	1 673	630	954

Источник: Стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов ПГ до 2050 г. (Приложение). © 2023 S&P Global.

31 Такие же сведения приводятся в следующих публикациях: Центр энергоэффективности – XXI век, *«Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года»*, Москва, июнь 2022 г., стр. 27, 112; а также Игорь Башмаков, *«Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы»*. Москва: Центр энергоэффективности – XXI век, апрель 2023 г., стр. 114.

32 Climate Action Tracker – независимый научный проект, который отслеживает действия правительств по борьбе с изменением климата и оценивает их соответствие согласованной на глобальном уровне цели «удержания прироста температуры намного ниже 2°C и приложения усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5°C» согласно Парижскому соглашению. Проект реализуется в рамках сотрудничества между двумя организациями – Climate Analytics и NewClimate Institute – и является источником независимых аналитических данных для представителей государственной власти с 2009 года.

33 *«Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года»*, стр. 21, 113.

34 S&P Global Commodity Insights, Russia Watch, *Damage Control: How is Russia's energy industry adapting to intensified Western sanctions and new domestic political and economic constraints?* March 2023, p. 52 [S&P Commodity Insights, Обзор ситуации в России, *«Антикризисные меры: как российская энергетика адаптируется к ужесточению западных санкций и новым внутренним политическим и экономическим ограничениям?»*, март 2023 г., стр. 52].

Несмотря на введение санкций, официальные цели России по декарбонизации (в соответствии со Стратегией социально-экономического развития с низким уровнем выбросов ПГ до 2050 года) пока не претерпели изменений. Политика в области климата является одной из немногих сфер, открытых для диалога с Западом, и, придерживаясь своих климатических обязательств, а также оставаясь участницей Парижского соглашения, Россия может воспользоваться данным обстоятельством как аргументом для ослабления санкций на том основании, что это позволит ей повысить эффективность мер по борьбе с изменением климата. Тем не менее продвижение по пути декарбонизации во многом остается под угрозой. Например, не вполне ясно, какой линии будет придерживаться Россия в отношении международных инициатив в области торговли квотами на выбросы углерода (таких как CBAM), которые могут привести к необходимости введения системы торговли выбросами на общегосударственном уровне и, по всей видимости, отразятся на стремлении страны стать крупным экспортером водорода. В настоящее время торговля квотами на выбросы в России находится еще на пилотной стадии, реализуясь в одном регионе – Сахалинской области – однако в сентябре 2022 года был принят федеральный закон, согласно которому предполагается ее распространение на экспериментальной основе на ряд других регионов. Помимо этого, долгосрочная жизнеспособность стратегии декарбонизации, опирающейся – по крайней мере, частично – на продолжение экспорта природного газа и на потенциальный будущий экспорт водорода, сейчас, очевидно, осложняется двумя факторами: (а) тенденцией к снижению мирового спроса на природный газ в долгосрочной перспективе с выходом на пиковый уровень около 2040 года (см. Главу 1); и (б) текущими логистическими и геополитическими трудностями на пути такого экспорта ввиду потери Россией рынков, куда она ранее осуществляла поставки (ЕС), и переориентации потоков ее энергоресурсов на восток (см. Главы 2, 5 и 6).

4.3.5 Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан в сравнительной перспективе

Аналогично Китаю, Европейскому союзу и Российской Федерации, в Казахстане имеется специальный документ, который служит дорожной картой декарбонизации на пути к достижению цели по выходу на нулевой баланс выбросов ПГ – вышеупомянутая Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года, принятая в феврале 2023 года. Данная стратегия определяет конкретные целевые индикаторы валового объема выбросов, поглощения (ЗИЗЛХ) и нетто-эмиссий для страны в качестве ключевых ориентиров на 2030, 2040, 2050 и 2060 гг. Однако она преимущественно представляет собой совокупность концепций (о том, как выйти на нулевой баланс), а не план действий как таковой; в ней фактически не разъясняется, как существующие программы и организации вписываются в полномасштабный план и как будет координироваться их работа в его рамках. Тем не менее, этот потенциальный недочет сглаживается тем, что в Казахстане уже существует целый комплекс программ и институтов в сфере декарбонизации (описание которых приводится в Разделе 4.2.1), включая как регуляторные, так и основанные на стимулах подходы:

- СТВ, которая в настоящее время охватывает примерно половину выбросов ПГ в стране.
- Стратегия развития до 2050 года и Концепция перехода к «зеленой экономике», где ставятся цели по повышению энергоэффективности на 50% и наращиванию использования ВИЭ (до 50% от совокупного объема) к 2050 году.
- Финансовые стимулы для развития экологически чистой энергетики, предусмотренные Концепцией инвестиционной политики до 2026 года и Законом о поддержке использования возобновляемых источников энергии.

При этом задача на будущее заключается в следующем: (а) обеспечить необходимую межправительственную координацию по реализации этих программ, в том числе в рамках каждой отдельной программы; а также (б) способствовать разработке эффективных нормативных требований и финансовых стимулов. В следующих разделах данной главы мы рассмотрим некоторые из подходов к достижению этих целей.

4.4 Совершенствование системы торговли выбросами в Казахстане

4.4.1 Обзор казахстанской системы торговли выбросами

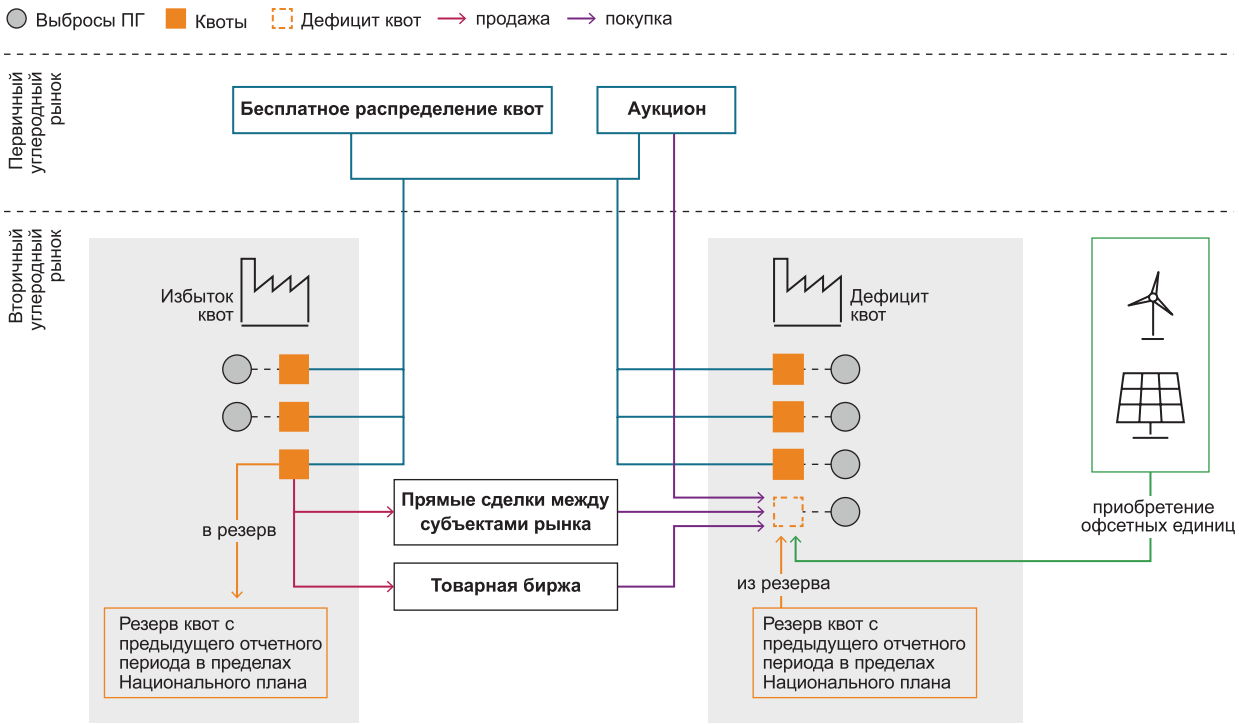
Система торговли выбросами в Казахстане, официально известная как *Система Торговли Квотами на Выбросы Парниковых Газов*, обычно упоминается в ссылках на нее как Система Торговли Выбросами Парниковых Газов Казахстана (СТВ). СТВ Казахстана является классической системой «ограничения и торговли», которая исключительно предназначена для работы с выбросами CO_2. Ее воспринимают в качестве ключевого инструмента в снижении выбросов ПГ и в последующем достижении углеродной нейтральности к 2060 г. Казахстанская СТВ была первым нововведением в странах центральной Азии и даже в Сообществе Независимых Государств (СНГ) в момент ее запуска в 2013 г., и являлась на тот период пилотной программой. Вследствие ее ограниченной успешности руководство страны решило приостановить программу в 2015 г., переформатировать ее, и затем перезапустить СТВ в 2018 г.[35]

35 Аналогичным образом, система торговли углеродом в Китае была запущена по всей стране в 2017 г. после ее реорганизации следуя ранее имевшемуся опыту внедрения на региональном уровне; см. обзор S&P Global Commodity Insights, China Launches National Carbon Market but with Reduced Scope, December 2017 [S&P Global Commodity Insights *Китай запускает внутренний углеродный рынок, но в уменьшенном масштабе*, декабрь 2017 г.] и S&P Global Commodity Insights, China Releases Basic Framework for Nationwide Carbon Trading, January 2015 [S&P Global Commodity Insights *Китай активирует базовый вариант рамочной схемы общенациональной торговли углеродом*, январь 2015 г.].

Работа по созданию юридических основ для СТВ Казахстана началась в 2010 г., а в 2013 г. была инициирована пилотная программа длительностью в один год.[36] С правовой точки зрения СТВ функционирует в рамках Экологического кодекса Республики Казахстан.[37] Акционерное общество «Жасыл Даму», на 100% принадлежащее государству, является оператором рынка СТВ. Компания функционирует под эгидой Министерства экологии и природных ресурсов, которое с административной точки зрения обладает юридическими полномочиями определять максимальный предел выбросов и распределять квоты, предоставлять дополнительные квоты организациям на основе дополнительно формирующихся мощностей, управлять резервами квот и направлять итоговые отчеты по выбросам ПГ в Казахстане структурам Рамочной Конвенции ООН по изменению климата (РКИК ООН/UNFCCC).[38]

В настоящее время СТВ охватывает электроэнергетическую, нефтегазовую, горнодобывающую, металлургическую и химическую отрасли, а также обрабатывающую промышленность в части производства цемента, извести, гипса и кирпича. Предприятия, работающие в данных отраслях с использованием технической установки (производственного объекта), которая производит более 20 тысяч метрических тонн выбросов CO_2 в год (т CO_2/г), включается в Национальный план распределения квот (НПРК) и СТВ.[39] Бесплатные квоты распределяются таким установкам в подавляющем большинстве случаев, основываясь на методе бенчмаркинга.[40] Многие важные элементы функционирования данной системы (например, распределение и мониторинг, отчетность и верификация) схожи с их аналогами, используемыми в СТВ Европейского союза. СТВ Казахстана позволяет предприятиям, работающим в подпадающих под действие системы («регулируемых») отраслях, продавать (через биржу или же на основе двустороннего соглашения) любые «неиспользованные» квоты, имеющиеся у них в наличии (образующихся вследствие мер по сокращению выбросов ПГ) или покупать дополнительные квоты в случае, когда их выбросы превышают выделенные им квоты, сталкиваясь с их дефицитом. Регулируемые предприятия также могут производить углеродные единицы для торговли ими посредством реализации низкоуглеродных проектов (см. Рисунок 4.5 «Схематическое изображение казахстанской СТВ»).

Рисунок 4.5 Схематическое изображение казахстанской СТВ



Источник: S&P Global Commodity Insights.

©2023 S&P Global.

36 См. раздел 9.3.3 *Национального Энергетического Доклада за 2017 год*, https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/National_Energy_Report-ENGLISH_03.09.pdf.

37 Глава 20 Экологического Кодекса, https://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400.

38 См. раздел 2.7 *Национального Энергетического Доклада за 2021 год*, https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport21_en.pdf.

39 Согласно ст. 290 обновленного Экологического Кодекса от 2021 года, Национальный план распределения квот был переименован в Национальный план углеродных квот.

40 Согласно статье 300 Экологического Кодекса, каждая промышленная установка, прописанная в национальном плане распределения квот, имеет корреспондентский счет, открытый в Государственном реестре углеродных единиц (далее – Государственный реестр), электронной системе отслеживания транзакций, в которой регистрируются углеродные квоты и последующие сделки с ними. Все транзакции с углеродными единицами (приобретение, продажа, возмещение, удаление, покупка дополнительных квот в связи с увеличением производительности и/или модернизацией мощностей) отражаются в Государственном реестре.

4.4.1.1 Первая фаза СТВ Казахстана

С момента первого запуска в 2013 г. СТВ Казахстана прошла 4 фазы; начиная с 2022 г. она проходит через пятую фазу развития (см. Таблицу 4.2 «Фазы СТВ Казахстана»). В 2013 г. была запущена первая годичная пилотная фаза. В ней участвовали 178 крупных предприятий электроэнергетической отрасли (55 предприятий с квотами на двуокись углерода объемом 84 млн метрических тонн [млн т CO_2]), нефтегазовой и угледобывающей отраслей (69 предприятий с квотами общим объемом в 19,8 млн т CO_2), а также предприятия химической и горно-металлургической отраслей (54 предприятия с квотами на 43,4 млн т CO_2) (см. Рисунок 4.6 «Фаза 1: Национальный план распределения квот на 2013 г.»). На эти предприятия в сумме приходилось 77% выбросов CO_2 и 55% выбросов ПГ всей страны в 2010 г. Согласно НПРК на 2013 г. на общий выброс ПГ этих 178 предприятий было наложено ограничение (обязательство по сдаче квот), которое соответствовало их уровню выбросов в 2010 г. (147,2 млн т CO_2).[41] Согласно общей концепции, предприятия не сумевшие удержать выбросы на уровне 2010 г. могли приобретать квоты у тех, у кого оставались неиспользованные квоты. В противном случае они подвергались штрафам. Однако в итоге штрафы предприятиям за несоблюдение этого предписания во время пилотной фазы предъявлены не были. Отсутствие подготовленной документации и отчетов являлось единственным поводом для наказания.

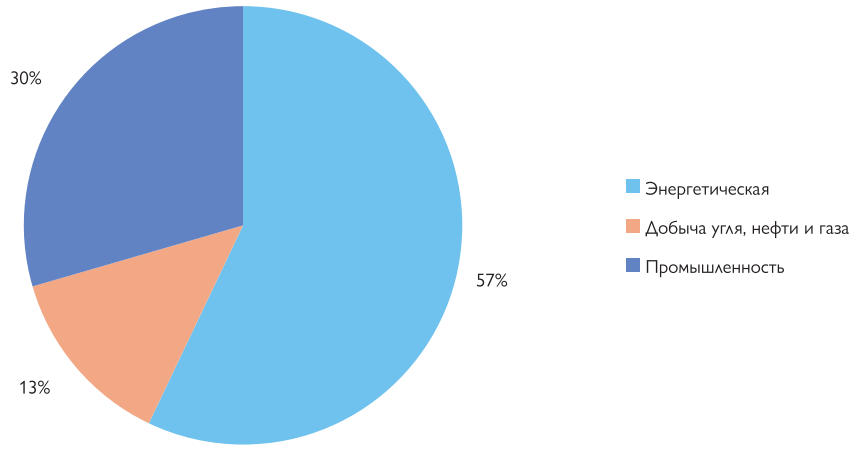
Таблица 4.2 Фазы СТВ Казахстана

	Фаза 1 (пилотная)	**Фаза 2**		**Фаза 3**	**Фаза 4**	**Фаза 5**			
Год	**2013**	**2014**	**2015**	**2018–20**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Охватываемые ПГ	CO_2								
Установленный лимит (млн т CO_2)	147,2	154,9	152,8	485,9*	169,2	166,2	163,7	161,2	158,8
Резерв (млн т CO_2)	20,6	18,0	20,5	35,3*	11,5	11,8	11,6	11,5	11,3
Регулируемые сектора экономики	Энергетическая, добыча угля, нефти и газа, промышленность			Электроэнергетическая, нефтегазовая, горнодобывающая, металлургическая, химическая и обрабатывающая промышленность в части производства цемента, извести, гипса и кирпича					
Квотируемая установка	Объем выбросов которой превышает 20 000 т CO_2 в год (в регулируемых секторах экономики)**								
Распределяемые квоты	Бесплатные квоты***								
Метод распределения квот	Распределение квот в объеме, равном показателю выбросов за 2010 г.	Распределение квот в объеме, равном среднему показателю выбросов за 2011-12 гг.	Распределение квот в объеме, равном 98,5% среднего показателя выбросов за 2011-12 гг.	Распределение квот в соответствии с историческими выбросами за базовый период или бенчмаркинг	Бенчмаркинг (средняя интенсивность выбросов на единицу продукции по отрасли)****				

Примечания: *Установленный лимит квот и резерв были распределены на трехлетний период.
**Технические установки, объем выбросов которых в пределах от 10 000 до 19 999 т CO_2 в год подлежат администрированию и не подпадают под СТВ.
***Статья 291 Экологического Кодекса позволяет распределять единицы углеродной квоты посредством их продажи на условиях аукциона.
****Углеродные квоты, распределяемые на период 2022-25 гг., были рассчитаны путем умножения бенчмарков на среднее значение производства продукции в 2017-19 гг., с учетом обязательств по сокращению выбросов ПГ на 1,5% ежегодно.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

41 20,6 млн т CO_2 были зарезервированы в качестве дополнительных квот в связи с планируемой установкой новых мощностей (и повышения производительности) на таких предприятиях в 2013 г.; см. Национальный план распределения квот на 2013 г., https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1200001588.

Рисунок 4.6 Фаза 1: Национальный план распределения квот на 2013 г.



Примечания: Всего за 2013 г. было распределено квот на 147,2 млн т CO_2; в резерве было 20,6 млн т CO_2.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

4.4.1.2 Вторая фаза СТВ Казахстана

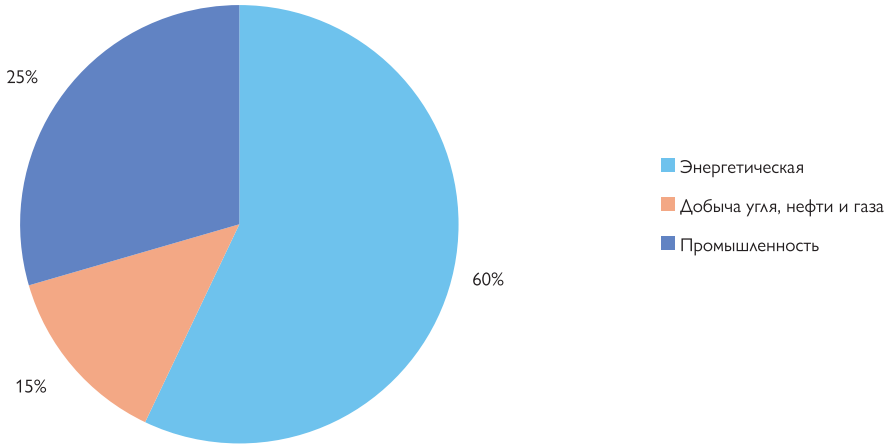
Несмотря на технические и организационные сложности пилотной фазы, в 2014 году работа СТВ была продлена – на этот раз в рабочем режиме, предусматривающем штрафные санкции для предприятий, превысивших установленный лимит выбросов, или покупку ими дополнительных квот. В соответствии с Национальным планом распределения квот на 2014-15 годы квоты были выделены 166 компаниям на базе показателей выбросов за 2013 год (с обязательствами по сохранению данного базового уровня выбросов в 2014 году и его сокращению на 1,5% в 2015 году). В число этих компаний вошли 60 предприятий электроэнергетической отрасли, объем квот для которых составил 184,6 млн т CO_2, 66 предприятий нефтегазовой и угледобывающей отраслей (46,5 млн т CO_2) и 40 предприятий химической и горно-металлургической отраслей (76,5 млн т CO_2) (см. Рисунок 4.7 «Фаза 2: Национальный план распределения квот на 2014-15 гг.»). В случае превышения выделенного им лимита предприятия могли приобрести дополнительные квоты на выбросы ПГ на казахстанской товарной бирже «Каспий» (CCX).[42] На тот момент имелось противоречие в вопросе, касающемся выдачи администратором рынка (Жасыл Даму) дополнительных бесплатных квот на основе полученных заявок с указанием планов повышения промышленной выработки или введения в эксплуатацию новых источников выбросов. Выражалась озабоченность в отношении справедливости и прозрачности механизма распределения таких дополнительных квот, поскольку не все заявители получали дополнительные квоты для новых источников выбросов.

Возникли вопросы относительно происхождения квот, торговля которыми осуществлялась на рынке в рамках 2-й фазы (2014-15 г.), когда внутренняя добыча угля снижалась, выработка электроэнергии на некоторых электростанциях падала, и объем промышленного производства в целом был относительно слабым. Это навело некоторых экспертов на мысль, что часть квот продавалась предприятиями исключительно в результате сокращения производства (которое приводило к снижению выбросов). Хотя такие продажи в явной форме запрещены Экологическим кодексом, механизм обеспечения соблюдения данного запрета был несовершенным: при регистрации квот на торговой платформе предприятиям не обязательно было сообщать их источник (т.е. фактические причины снижения выбросов). Стало еще труднее определять масштабы такого явления после указа Министерства энергетики от 18 марта 2015 г., согласно которому распределение квот предприятиям могло в дальнейшем стать предметом пересмотра, чтобы учесть впоследствии: (а) изменения, планируемые в базовых характеристиках и функционировании предприятия; и (б) введение в эксплуатацию новых производственных мощностей, увеличивающих выработку. Отсутствие достаточной четкости в критериях в отношении интерпретации первого положения позволил некоторым предприятиям обосновать сокращения выработки «изменениями в характере производственной деятельности».

В преддверии 2016 г. правительство начало работу по пересмотру системы распределения квот, а 30 декабря 2015 г. был опубликован указ №1138 «Об утверждении Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов на 2016-2020 годы» имевший целью дополнить предшествующие нормативные документы и вступить в действие 1 января 2016 г. Однако вышеупомянутые проблемы надлежащим образом разрешены не были и в конце 2017 года постановлением Правительства Республики Казахстан от 26 декабря 2017 года № 873 Национальный план распределения квот на выбросы парниковых газов на 2016-2020 годы был отменен. Таким решением предполагалось предоставить всем участникам дополнительное время – правительству для оптимизации системы с учетом

42 Торговля квотами на выбросы углерода на CCX в настоящее время приостановлена в результате внесения изменений и дополнений в Закон «О товарных биржах», согласно Статье 13-3 которого с 1 января 2023 года осуществлять торговлю углеродными единицами могут только специализированные товарные биржи https://adilet.zan.kz/eng/docs/Z090000155_ [https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z090000155_]. По имеющейся информации, Министерство экологии и природных ресурсов находится в процессе выбора такой специализированной биржи.

Рисунок 4.7 Фаза 2: Национальный план распределения квот на 2014–15 гг.



Примечания: Всего за 2014–15 гг. было распределено квот на 307,7 млн т CO_2; в резерве было 38,6 млн т CO_2.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

вышеупомянутых проблем, а промышленным предприятиям для внесения дополнительных корректировок и подготовки. Несмотря на то, что работа по соблюдению требований была приостановлена, Экологический кодекс требовал, чтобы все предприятия (отвечающие примерно за 50% от общего количества выбросов CO_2), подпадающих под действие второй фазы СТВ, продолжали отчитываться о своих выбросах, включая выбросы CH_4, N_20 и перфторуглеводородов. В то время как на сегодняшний день только CO_2 являлся предметом регулирования и торговли в рамках этой системы. Если в будущем предполагается сделать предметом торговли и регулирования другие виды газов, то это необходимо четко определить и корректно прописать в законодательстве.

4.4.1.3 Третья фаза СТВ Казахстана

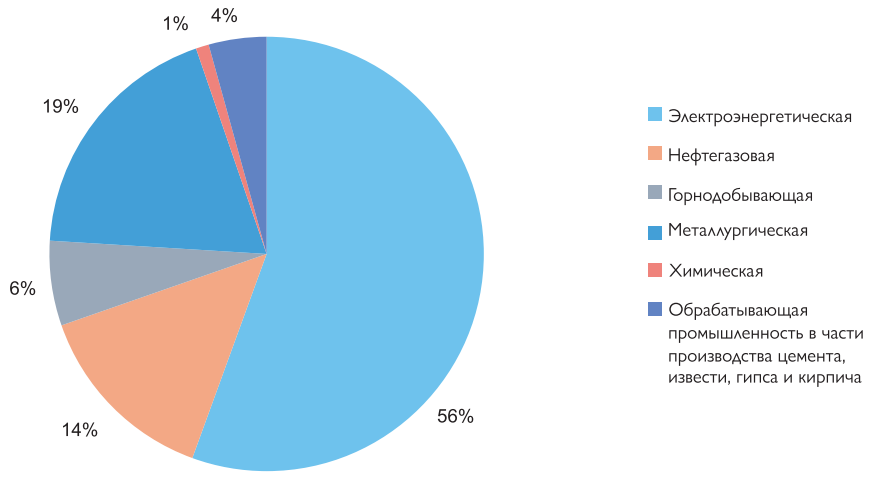
В 2018 г., после перезапуска СТВ, квоты выделялись на трехлетний период 2018-20 гг. (без указания по ним ежегодных ограничений).[43] Использование квот каждым получателем могло распределяться в периоде трех лет, однако без возможности переноса неиспользованных ими квот на последующие фазы. На третьей фазе в СТВ была добавлена еще одна отрасль – обрабатывающая промышленность в части производства цемента, извести, гипса и кирпича. Также, начиная с 2018 г., квоты стали выделяться конкретным техническим установкам, нежели чем предприятиям или организациям (см. Рисунок 4.8 «Фаза 3: Национальный план распределения квот на 2018–20 гг.»). Другим важным изменением в СТВ в 2018 г. было условие, согласно которому участники могли выбирать механизм выделения им их бесплатных квот: либо в соответствии с «базовым» историческим методом, имевшим место в прошлом, либо методом бенчмаркинга. Последний, основанный на практике СТВ ЕС, определяет лучшие показатели в низкоуглеродном производстве в качестве бенчмарка при выдаче предприятиям решения по выделяемым им бесплатных квот. Бенчмарки в максимально возможной степени зависят от конкретного продукта. В общем смысле в системе бенчмарк основывается на средних показателях выбросов ПГ 10% (лучших по показателям) установок, производящий конкретный продукт. Установки, соответствующие этим показателям, в принципе получают все необходимые им квоты; предприятия, не соответствующие им, вынуждены приобретать квоты дополнительно для покрытия своих повышенных выбросов. Сложность такого подхода заключается в зависимости выбросов в конкретных отраслях от нагрузки (в случае тепловых электростанций, или ТЭЦ комбинированного цикла) или от сильно различающихся условий геологических и промысловых работ (в случае добычи угля или нефти и газа).

В 2021 г. Казахстан ввел в действие 52 собственных бенчмарка, определяющих конкретные уровни выбросов ПГ.[44] Судя по всему они рассчитывались на основе средних объемов производства и выбросов каждого вида продукции в 2013-15 гг. Вероятно, что привязка к бенчмаркам будет оставаться сложной задачей для электроэнергетики, где производство в основном осуществляется на угле и сильно устарело, что приводит к высокой интенсивности выбросов углерода (CO_2 на КВт-ч выработки). Для снижения воздействия на экологию (и для повышения общей надежности и улучшения экономических показателей) электроэнергетика остро нуждается в общей модернизации и инвестициях в конкретные низкоуглеродные технологии. Однако, регулируемые государством тарифы затрудняют генерирующим компаниям финансирование инвестиций и приобретение таких технологий по доступной стоимости. Учитывая то, что большинство генерирующих активов Казахстана эксплуатируются уже довольно давно, ключевой

43 См. Национальный план распределения квот на 2018-20 годы по ссылке https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1700000873.

44 Приказ Министерства Экологии и Природных Ресурсов №260 от 19 июля 2021 г., https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2100023621.

Рисунок 4.8 Фаза 3: Национальный план распределения квот на 2018–20 гг.



Примечания: Всего за 2018–20 гг. было распределено квот на 485,9 млн т CO_2; в резерве было 35,3 млн т CO_2.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

вопрос заключается в разработке достаточно амбициозных, но все же достижимых бенчмарков по выбросам.[45]

Генерирующие компании испытывают серьезные опасения в связи с запланированным сокращением общего объема квот на выбросы. Они и так испытывают трудности с финансированием модернизации, поэтому приобретение дополнительных квот для покрытия любых избыточных выбросов приведет к таким же дополнительным финансовым издержкам, которые не покрываются текущими оптовыми ценами на электроэнергию. Можно сказать, что для того, чтобы помочь этим компаниям подготовиться к ужесточению режима квотирования в СТВ, регулятор установил довольно щедрые ориентиры. Так, например, в случае угольной генерации, бенчмарк составляет 0,985 т CO_2/МВт-ч. Для сравнения, в 2019 г. Экибастузская ГРЭС-1, одна из крупнейших угольных электростанций Казахстана (вырабатывающая около 18% электроэнергии страны в 2020 г.) демонстрировала уровень выбросов, равный 0,925 т CO_2/МВт-ч. В период с 2019 г. по 2021 г. Экибастузская ГРЭС-1 вследствие серии мероприятий по повышению эффективности сократила выбросы до 0,919 т CO_2/МВт-ч в 2020 г. и 0,904 т CO_2/МВт-ч в 2021 г., улучшив свои показатели на 8% за три года.[46]

4.4.1.4 Четвертая фаза СТВ Казахстана

Как и в случае с пилотной фазой 2013 г., четвертая фаза, по сути, длилась лишь один год (2021 г.). Квоты, выделенные 218 техническим установкам, составили объем в 169,2 млн т CO_2, что на 4,5% выше среднегодового распределения в период 2018-20 гг. (см. Рисунок 4.9 «Фаза 4: Национальный план распределения квот на 2021 г.»).[47] Однако горнодобывающая отрасль с каждым последующим годом демонстрировала сокращение в 24,5%. Объяснением этому служит тот факт, что в 2018-20 гг. производители твердых полезных ископаемых выбрасывали в атмосферу на 30% меньше CO_2 по сравнению с первоначальным планом распределения квот.[48]

4.4.1.5 Пятая фаза СТВ Казахстана

Пятая фаза, охватывающая период 2022-25 гг., сохраняет долю в общем квотировании для электроэнергетики на уровне, схожем с предшествующими этапами (56-57%) (см. Рисунок 4.10 «Фаза 5: Национальный план углеродных квот на 2022–25 гг.»). До этого ограничение уровня выбросов повышались ежегодно, в то время как пятая фаза демонстрирует более скоординированные меры по снижению фактических выбросов посредством сокращения общего количества квот. Согласно статье 286 Экологического Кодекса, годовой линейный коэффициент сокращения (ЛКС) (linear reduction factor (LRF)) в пятой фазе не должен быть менее 1,5%. Это означает, что ежегодные ограничения должны снижаться как минимум на 1,5% по сравнению с предшествующим годом (см. Рисунок 4.11 «Предельный объем распределяемых квот в СТВ Казахстана»). Такой ежегодный показатель ЛКС будет аналогично применяться к периоду 2026-30 гг.

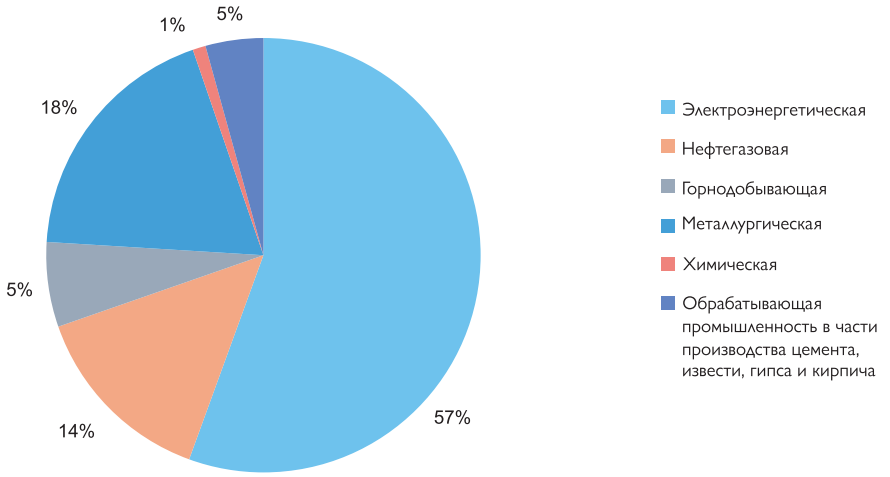
45 See S&P Global Commodity Insights, *Lots of sticks and few carrots: BAT implementation in the energy sector within Kazakhstan's new Ecology Code*, November 2021 [S&P Global Commodity Insights, *Много кнутов и мало пряников: Внедрение наилучших доступных методов в энергетическую отрасль в рамках нового экологического кодекса Казахстана*, ноябрь 2021 г.].

46 См. Проект нормативов допустимых выбросов для ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» на период 2022-25 гг., https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/38414.

47 См. Национальный план распределения квот на 2021 г. по ссылке https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2100000006.

48 См. раздел 2.7 *Национального Энергетического Доклада за 2021 год*, где приводится анализ данных по выбросам третьего этапа.

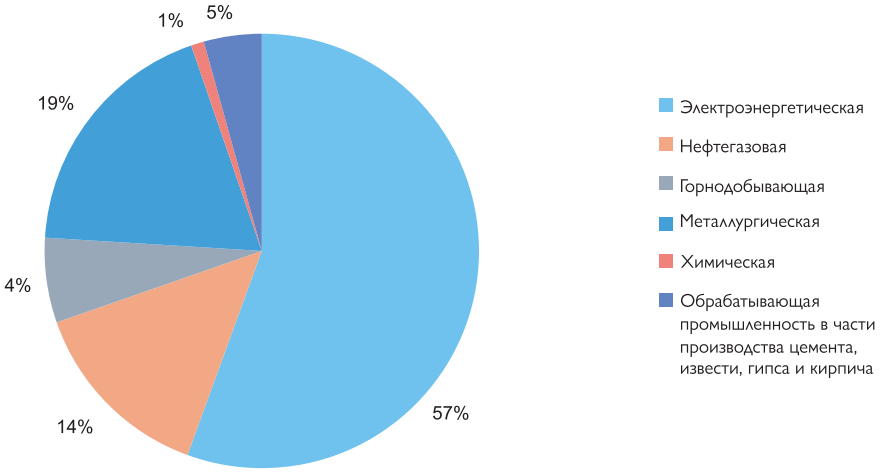
Рисунок 4.9 Фаза 4: Национальный план распределения квот на 2021 г.



Примечания: За 2021 г. было распределено квот на 169,2 млн т CO_2; в резерве было 11,5 млн т CO_2.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

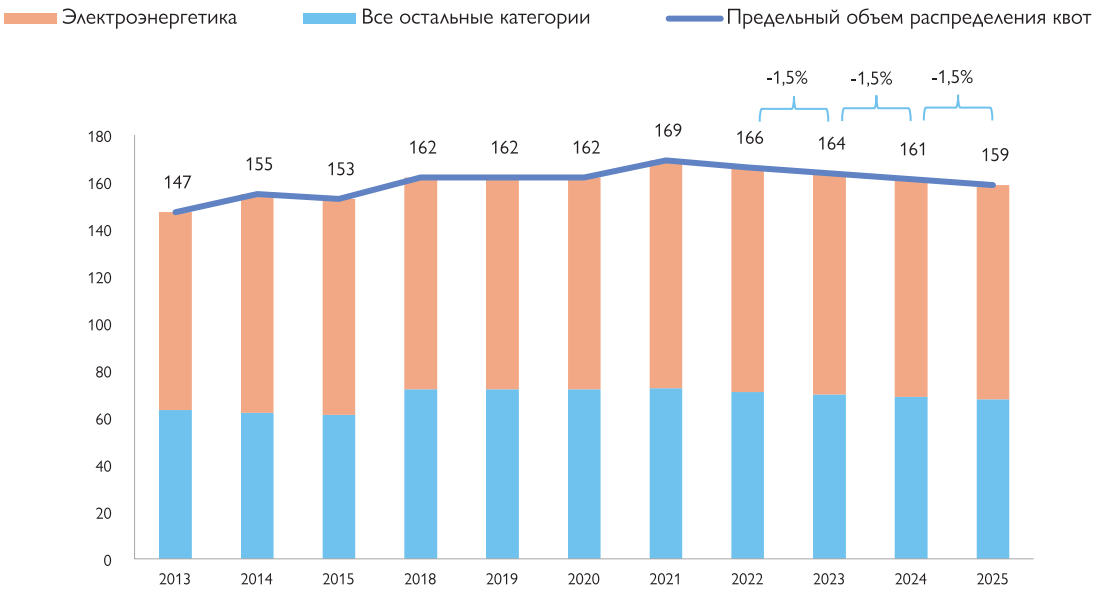
Рисунок 4.10 Фаза 5: Национальный план углеродных квот на 2022–25 гг.



Примечания: За 2022–25 гг. было распределено 649,8 млн т CO_2; в резерве было 46,2 млн т CO_2.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 4.11 Предельный объем распределяемых квот в СТВ Казахстана (млн т CO_2)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

4.4.2 Особая проблема: ликвидность рынка

Предполагается, что в ситуации с подобными торговыми системами особое внимание следует уделять мерам по повышению ликвидности; то есть объемам и общей совокупной стоимости всех торговых операций. Экологический Кодекс и Правила государственного регулирования в сфере выбросов и поглощений ПГ определяют рамки функционирования рыночного механизма СТВ Казахстана.[49] Однако, небольшой масштаб самого углеродного рынка Казахстана характеризуется значительной проблемой ликвидности, помимо того как происходят сами системные процессы и того, насколько эта система предлагает ее участникам достаточное стимулирование к проведению ими торговых операций.

Первые сделки были совершены в 2014 г. и ограничились общим объемом торгов на 1,27 млн т CO_2 по средней цене в 301 тенге ($1,49) за тонну, и далее в 2015 г. объемом с 1,98 млн т CO_2 по 830 тенге ($3,38) за тонну (см. Рисунок 4.12 «Вторичный рынок СТВ Казахстана»). В 2014 г. и в 2015 г. были зарегистрированы 35 и 45 сделок соответственно; цены на квоты продемонстрировали волатильность и отсутствие прозрачности, затрудняя участникам торгов возможность отслеживать значимые тенденции. Итоги оказались гораздо выше в случае с производителями нефти и газа, колеблясь в диапазоне между 1000 и 1600 тенге за тонну ($5,40-$8,91).

Как указывалось выше, отсутствие успешной динамики на начальных этапах работы СТВ вынудило власти остановить программу, реорганизовать и перезапустить ее в 2018 г. Тем не менее, в 2019 г. состоялись только 3 сделки, и 6 – в 2020 г. В 2021 г., как видится, в интенсивности торговых операций произошла заметная активизация (39 сделок) не только через биржу ССХ, но также на других биржевых площадках и посредством двусторонних договоренностей вследствие того, что компании сверили свои балансы по выбросам 2018-20 гг. в преддверии августовского дедлайна 2021 г. Компании, превысившие свои квоты по выбросам в течение 2018-20 гг. до 12 августа 2021 г. должны были прибегнуть к мерам по компенсации, используя рыночные механизмы, или же прямые закупки дополнительных квот, так как в противном случае рисковали быть оштрафованными на значительные суммы.[50] Цены на CO_2 в период торгов 2019-21 гг. держались в диапазоне $1 за тонну вследствие очевидно низкой рыночной ликвидности. Объем торгов периода 2019-21 гг. составил лишь 6,9 млн т CO_2, что составляет 1,4% распределенных квот в третьей фазе (2018-20 гг.).

В ряде случаев квоты покупались и продавались между различными предприятиями путем прямой продажи (покупки) квот по двусторонним договорам. Судя по всему, участники рынка неофициально стремились сохранить цену на углерод в размере около $1 за тонну. Такие сделки не противоречат законодательству, однако это подрывает рыночную основу системы торговли квотами.

49 См. https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200027301.

50 Штраф за нарушение равен примерно $40 (5 месячных расчетных показателей) за метрическую т CO_2.

Рисунок 4.12 Вторичный рынок СТВ Казахстана



Примечания: $/т CO_2 = долларов США за тонну углекислого газа.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

4.4.3 Что требуется для того, чтобы СТВ Казахстана приобрела большую эффективность?

Дальнейшее развитие СТВ Казахстана может внести существенный вклад в достижение поставленной Казахстаном цели – сократить выбросы углерода и стать углеродно-нейтральным к 2060 г. Система торговли квотами на выбросы действует в Казахстане уже почти 10 лет, но в настоящее время охватывает только выбросы CO_2. Система не регулирует другие ПГ, такие как CH_4, N_2O, и перфторуглеводороды. Однако те, кто занимается выработкой соответствующей политики, рассматривают возможность расширения системы за счет включения этих газов, что позволит увеличить общий охват выбросов ПГ с 43% до 61% по всей стране. Тем не менее, в экономике остается еще много «нерегулируемых» отраслей, которые следует охватить для достижения целей по сокращению выбросов ПГ. Для достижения этих результатов Стратегия достижения углеродной нейтральности Казахстана предусматривает создание системы углеродного регулирования (СУР), которая, в частности, будет включать углеродное налогообложение установок (процессов, товаров и услуг), выбросы которых не регулируются в рамках национальной СТВ.

Для повышения эффективности СТВ Казахстана важно со временем снизить общий лимит квот. Этот лимит определяет максимальный объем разрешенных выбросов и имеет решающее значение для успеха в других направлениях экологической политики. Для достижения долгосрочных целей декарбонизации необходимо ежегодно снижать квоты.[51]

Аукционы являются наиболее прозрачным методом распределения квот на выбросы, побуждающим участников учитывать экологические последствия своих производственных решений на основе принципа «загрязнитель платит». Кроме того, аукционы помогают установить цену на углерод, а полученные доходы могут быть использованы для поддержки широких мер по защите климата. В СТВ ЕС странам-участницам было разрешено выставлять на аукцион определенную долю квот на каждом этапе, причем по завершении третьего этапе (2013-20 гг.) на аукцион было выставлено около 57% квот. В настоящее время в СТВ Казахстана аукционы вообще не используются, однако, вероятно, необходимо запустить аукционы хотя бы на некоторую долю от общего объема распределяемых квот, со временем увеличивая её. Без аукционов казахстанский углеродный рынок не будет прозрачным, а ценообразование на вторичном рынке будет оставаться неясным.

Эффективность систем ограничения выбросов и торговли квотами в значительной степени зависит от торговли квотами между компаниями. При нехватке квот на рынке те, у кого есть лишние квоты, могут продавать их тем, кто больше всего нуждается в них для выполнения требований. И наоборот, избыток квот фактически останавливает торговую активность и приводит к низкой цене на углерод. Такая ситуация возникла в СТВ ЕС на втором этапе (2008-12 гг.); для борьбы с ней были введены меры, основанные на количественных показателях, такие как Резерв Стабильности Рынка (РСР) и более высокий ЛКС. РСР регулирует количество квот, доступных в СТВ, путем поглощения неиспользованных квот и их резервирования до тех пор, пока они не понадобятся. После введения РСР в Европе в 2018 г. квоты подорожали, что свидетельствует об их растущем дефиците. Это подчеркивает важность гибкости в системах квотирования и торговли. Избыток углеродных квот на рынке Казахстана также может быть эффективно решен путем внедрения механизма РСР. Этот шаг может оказать положительное влияние на общую ликвидность рынка, что в конечном итоге приведет к установлению в стране разумной цены на углерод.

51 В СТВ Европейского Союза ЛКС был повышен с 1,74% до 2,2% в 2021 г., и должен будет возрасти до 4,4% в 2028-30 гг. СТВ Казахстана, уступающая европейскому аналогу в длительности существования, ввела в действие ЛКС только недавно с показателем на уровне 1,5% в рамках ныне действующей пятой фазы (2022-25 гг.).

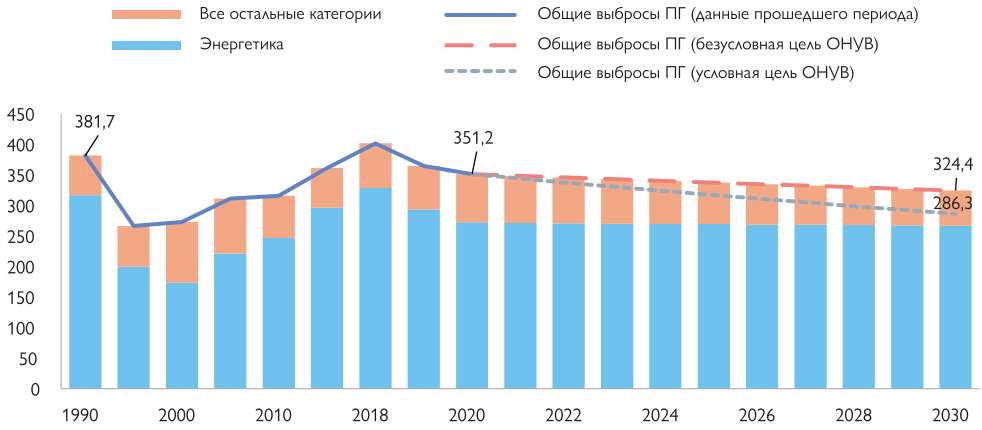
4.5 Анализ динамики выбросов ПГ: общие тенденции и составляющие

Среди всех стран Центральной Азии Казахстан находится в авангарде международных инициатив и дискуссий в отношении выбросов ПГ начиная с 1990-х гг. и взял на себя обязательства перед мировым сообществом по их сокращению на своей территории. В частности, в 2009 году Казахстан ратифицировал Киотский протокол, в соответствии с которым предусматривалось сокращение ПГ в стране на 15% к 2020 году и на 25% к 2050 году от уровня 1992 года (в качестве добровольных обязательств). В 2016 году страна присоединилась к Парижскому климатическому соглашению 2015 года, подтвердив свои обязательства по сокращению выбросов ПГ; а в феврале 2023 года Казахстан принял Стратегию достижения углеродной нейтральности, обязавшись к 2060 году достичь нулевого уровня выбросов углерода.[52]

По данным Национального отчета по инвентаризации (НОпИ) выбросов ПГ Казахстана в 2020 г., опубликованного в 2022 г., общий объем выбросов ПГ в стране составил 351,2 млн метрических тонн эквивалента диоксида углерода (млн т CO_2-экв.).[53] Для выполнения своего безусловного Определяемого на национальном уровне вклада (ОНУВ/INDC) Казахстану необходимо сократить выбросы ПГ к 2030 году на 57,3 млн т по сравнению с уровнем 1990 г., составлявшим 381,7 млн т, т.е. до 324,4 млн. т CO_2-эквивалента (CO_2-экв.) Таким образом, для достижения безусловной цели ОНУВ Казахстану необходимо сократить выбросы примерно на 3,0 млн т CO_2-экв. в среднем за год в период с 2021 по 2030 гг. Достижение условного сокращения выбросов ПГ на 25%, до 286,3 млн. т CO_2-экв. в 2030 г., требует сокращения выбросов в среднем на 7,2 млн т CO_2-экв. в год в период 2021-30 гг. (см. Рисунок 4.13 «Выбросы ПГ по секторам экономики Казахстана, включая прогноз (в соответствии с ОНУВ)»).

Выбросы CO_2 составляют основную часть общих выбросов ПГ в 2020 г. (82%), что отражает значительную зависимость от сжигания угля в общем энергопотреблении в то время, как выбросы метана (CH_4), закиси азота (N_2O), гидрофторуглеродов (ГФУ), перфторуглеводородов (ПФУ) и гексафторида серы (SF_6) в совокупности составляют около 18% от годовых выбросов ПГ в Казахстане (см. Рисунок 4.14 «Выбросы ПГ в Казахстане по видам, 2016–20»).

Рисунок 4.13 Выбросы ПГ по секторам экономики Казахстана, включая прогноз (в соответствии с ОНУВ), млн т CO_2-экв



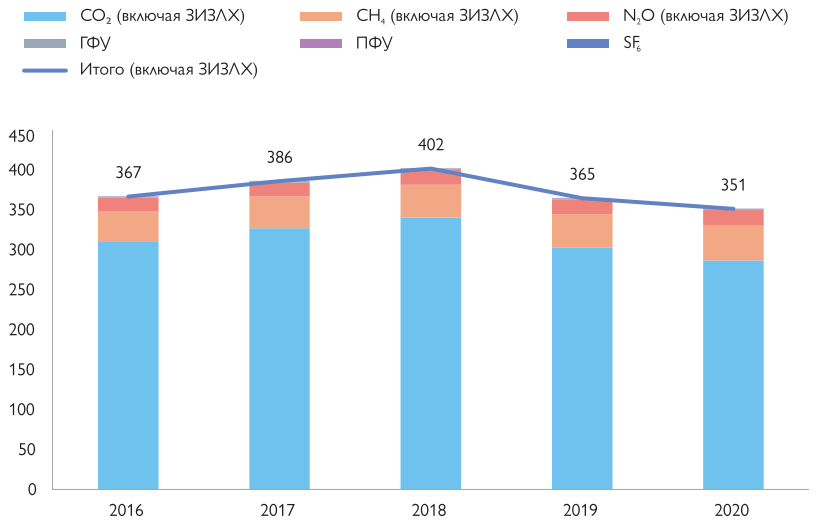
Примечания: ЗИЗЛХ = землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство.
Все остальные категории включают в себя промышленность, сельское хозяйство, ЗИЗЛХ и отходы. Данные по выбросам ПГ Казахстана в 1990 г. взяты из НДК 2022 Казахстана РКИК ООН.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

52 Стратегия была официально утверждена Указом Президентом Казахстана Касым-Жомартом Токаевым № 121 от 2 февраля 2023 г., https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121#z67.

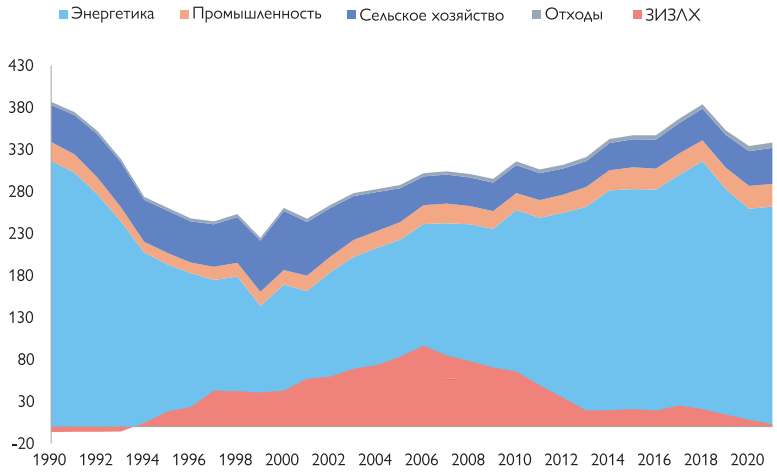
53 В 2020 г. выбросы ПГ от землепользования, изменения в землепользовании и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) способствовали увеличению общего объема выбросов, в то время как эта категория обычно выступает в качестве компенсатора выбросов от других видов экономической деятельности.

Рисунок 4.14 Выбросы ПГ в Казахстане по видам, 2016-20 (млн т CO_2-экв)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Рисунок 4.15 Выбросы ПГ в Казахстане по отраслям - данные прошедших периодов (млн т CO_2-экв)



Источник: S&P Global Commodity Insights, РКИК ООН. © 2023 S&P Global.

Анализ выбросов ПГ по источникам показывает, что на энергетическую отрасль приходится основной вклад в общий объем выбросов в Казахстане. Действительно, на энергетику приходится 77% всех выбросов ПГ в 2021 г. (без учета ЗИЗЛХ (землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство)) (см. Рисунок 4.15 «Выбросы ПГ в Казахстане по отраслям - данные прошедших периодов»). Это связано в первую очередь с использованием ископаемого топлива, особенно угля, для производства электроэнергии. В Казахстане только на электроэнергетику приходится почти половина всех расчетных выбросов ПГ (46,4% в 2022 г.), поскольку около 70% электроэнергии в стране вырабатывается на угольных электростанциях.

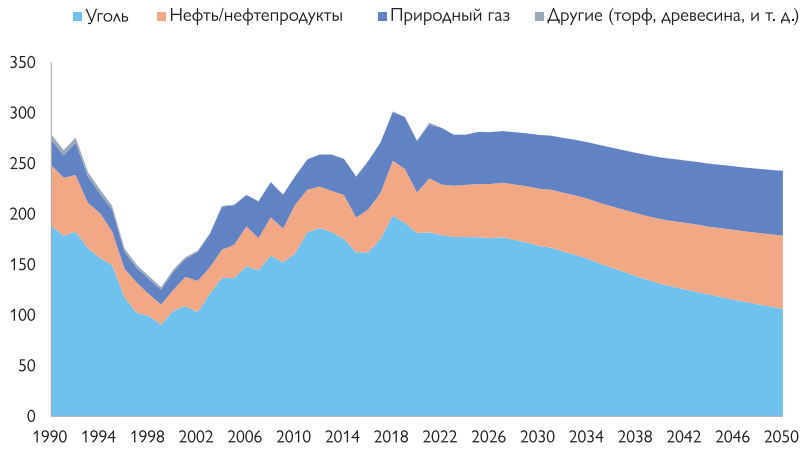
В 2021 году на долю сельского хозяйства приходилось 13% от общего объема выбросов ПГ (без учета ЗИЗЛХ). В основном это связано с внутренней ферментацией сельскохозяйственных животных, при которой выделяется метан, и обработкой почв, при которой выделяется оксид азота.[54] На долю метана приходится 24,3 млн т CO_2-экв., или 57% всех выбросов в сельскохозяйственном секторе, а на долю оксида азота - 18,5 млн т CO_2-экв., или 43%. Выбросы ПГ в сельском хозяйстве растут: с 30,8 млн т CO_2-экв. в 2013 г. до 42,8 млн т CO_2-экв. в 2021 г., что связано с увеличением поголовья животных и площади сельскохозяйственных угодий.[55]

Доля промышленности в выбросах ПГ в Казахстане составила 8%, или 27,1 млн т CO_2-экв. В технологических процессах этого сектора выделяются такие газы, как CO_2 и CH_4, а также ПФУ, ГФУ и SF_6, которые присуще только этому сектору. Металлургия, которая является крупнейшим производителем чугуна, стали, железной руды, ферросплавов и меди, вносит наибольший вклад в выбросы промышленности, на её долю приходится 55,5% выбросов. Производство нерудных и строительных материалов, включая цемент, известь и стекло, также является значительным источником выбросов, на долю которого приходится 32% промышленных выбросов.

Доля отходов и ЗИЗЛХ в общем объеме выбросов ПГ составляет 2% и 1% соответственно. За последние два десятилетия выбросы ПГ от отходов выросли на 78%, что связано с увеличением количества производимых твердых бытовых отходов и ростом населения страны. Сектор ЗИЗЛХ в Казахстане выбрасывает больше ПГ, чем поглощает, в основном из-за обработки земли, которая приводит к выбросам, чем те объёмы, которые в состоянии поглотить лесные массивы.

Большая часть выбросов ПГ приходится на энергетический сектор страны. Основным источником этих выбросов являются угольные электростанции, которые вносят основной вклад в производство электроэнергии (см. Рисунок 4.16 «Базовый прогноз выбросов ПГ в Казахстане, связанных с использованием энергоресурсов»). Для достижения заметного снижения выбросов ПГ в масштабах страны необходимо провести декарбонизацию энергетического сектора. Точнее, сокращение использования угля в производстве электроэнергии является ключом к декарбонизации в Казахстане. Без существенного прогресса в этой области все остальные стратегии декарбонизации, предусмотренные Стратегией достижения углеродной нейтральности, будут недостаточны для значительного снижения выбросов. Однако существует предел того, насколько существенно Казахстан может в реальности поступиться использованием угля в производстве электроэнергии, особенно с учетом соображений энергетической безопасности. Тем не менее, страна должна приложить все усилия для достижения значимого сокращения использования угля.

Рисунок 4.16 Базовый прогноз выбросов ПГ в Казахстане, связанных с использованием энергоресурсов (млн т CO_2-экв)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

54 Потенциал глобального потепления для 100-летнего временного горизонта CH_4 - 25, N_2O - 298; https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html.

55 По данным Бюро национальной статистики, в период с 2013 по 2021 год поголовье скота и птицы в Казахстане выросло на 34%; https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-forrest-village-hunt-fish/publications/58390/.

Декарбонизация электроэнергетики потребует постепенного перехода от угольной генерации к более чистым источникам энергии, таким как ВИЭ и природный газ.

- **Развитие возобновляемых источников энергии** имеет решающее значение для снижения выбросов парниковых газов в энергетическом секторе. Правительство Казахстана сыграло значительную роль в продвижении этой инициативы, что привело к заметному росту использования возобновляемых источников энергии и достижению доли ВИЭ в электроснабжении страны на уровне 4,5%. Эти усилия способствуют диверсификации энергетического портфеля страны и снижению зависимости от ископаемого топлива. Однако при этом важно учитывать проблемы, связанные с поддержанием стабильности и баланса в электросетях. Возобновляемые источники, такие как солнечная и ветровая энергия, являются непостоянными и подвержены колебаниям в зависимости от погодных условий. Это может привести к колебаниям выработки электроэнергии, что влияет на надежность и устойчивость энергосистемы. Поэтому развитие маневренных мощностей, таких как гибкая генерация (газовые электростанции) и системы накопления электроэнергии (аккумуляторы), необходимо для обеспечения стабильности энергосистемы, особенно в периоды пикового спроса. Для развития возобновляемой энергетики необходим комплексный подход, включающий не только увеличение доли возобновляемой энергии, но и создание поддерживающей структуры маневренных мощностей.
- **Технологии улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS)** могут стать ценным инструментом в борьбе с выбросами парниковых газов. При принятии решений правительствам необходимо учитывать стоимость этих технологий. CCUS предполагает улавливание, транспортировку и утилизацию углерода, а также его хранение в глубоких геологических формациях. Это позволяет сократить выбросы углерода в атмосферу. Казахстан в значительной степени зависел от угля как источника энергии из-за его изобилия в стране, особенно на севере. Это позволило обеспечить экономику надежной и недорогой электроэнергией, поэтому отказ от угля будет нелегким. Кроме того, внедрение CCUS сталкивается с такими проблемами, как техническая сложность, высокая стоимость инфраструктуры и обеспечение безопасности хранения углерода. Несмотря на эти проблемы, CCUS представляет собой альтернативный способ снижения выбросов без полного отказа от использования ископаемого топлива.
- Снижение выбросов ПГ может быть достигнуто за счет **энергоэффективных технологий** и проектов, повышающих эффективность сжигания топлива. Это может привести к снижению потребления ресурсов и объема выбросов углерода в атмосферу. Энергоэффективные технологии могут быть полезны для всех секторов экономики. Модернизация оборудования, снижение потерь энергии при передаче, эффективное управление и мониторинг работы систем — все это способы энергосбережения. Снижение энергопотребления также позволяет сократить и выбросы парниковых газов. Еще одной стратегией является совершенствование технологий сжигания ископаемого топлива. Это может привести к более полному извлечению энергии из топлива. Эти проекты, помимо сокращения выбросов парниковых газов, могут также снизить эксплуатационные расходы и повысить конкурентоспособность.
- **Контроль за утечками метана** в энергетическом секторе является одной из ключевых задач по снижению выбросов парниковых газов. Оно подразумевает реализацию комплексных мер и внедрение инновационных технологий по предотвращению, обнаружению и устранению утечек на всех этапах добычи, транспортировки и переработки нефти и газа. Для минимизации утечек в процессе добычи необходимо совершенствовать технологии бурения и эксплуатации скважин. Использование современных систем контроля и управления, например датчиков, позволяет быстро обнаружить небольшие утечки и оперативно их устранить. При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять таким объектам инфраструктуры, как трубопроводы, компрессорные станции и хранилища. Для предотвращения утечек метана в окружающую среду необходимы проекты модернизации трубопроводов, регулярные проверки на наличие в них трещин и коррозии, а также использование систем мониторинга.

4.6 Государственная поддержка процесса декарбонизации

Государственная поддержка сокращения выбросов углекислого газа имеет решающее значение для достижения климатических целей и перехода к более устойчивому развитию. На фоне растущей озабоченности изменением климата многие страны признают важность снижения выбросов парниковых газов и перехода на возобновляемые источники энергии. Для достижения этой цели правительства разрабатывают и внедряют различные меры поддержки, стимулирующие компании и инвесторов к участию в декарбонизации экономики.

Важно продумать, как стимулировать инвестиции в чистую энергетику, особенно в том случае, если частный сектор (в том числе иностранные инвесторы) должен будет предоставить значительную часть первоначального капитала. Инвесторы должны быть уверены в том, что первоначальные затраты окупятся в течение разумного периода времени. Опора только на «кнуты» (нормативные акты), без четкого понимания инвесторами путей возврата вложенных средств и получения прибыли, приведет к оттоку инвестиций. Поэтому правительству важно иметь план поддержки инвестиций в чистую энергетику.

Первым шагом в государственной поддержке является **создание и реализация национальных стратегий и планов декарбонизации**. В целях сокращения выбросов парниковых газов в стране принята Стратегия достижения углеродной нейтральности до 2060 года. В ней изложены общенациональные подходы и определен стратегический курс государственной политики на последовательную трансформацию экономики в целях обеспечения благосостояния, устойчивого экономического роста и справедливого социального прогресса. Одним из трех ключевых направлений Стратегии является декарбонизация отраслей и процессов, связанных с ископаемым топливом. Для снижения выбросов Стратегия предлагает такие меры, как переход от ископаемого топлива к возобновляемым источникам энергии, повышение энергоэффективности

и энергосбережения, а также электрификация - замена топливосжигающих установок на технологии, основанные на использовании электроэнергии.

Следующим шагом государственной поддержки является создание функциональной нормативной базы и законодательства, способствующих декарбонизации экономики. Государство может устанавливать нормативы по энергоэффективности, выбросам парниковых газов и торговле квотами на выбросы углерода. Эти нормы могут стимулировать компании и отрасли к соответствующим изменениям и поиску инновационных решений. Для поддержки роста возобновляемой энергетики был разработан ряд законодательных инициатив, включая налоговые льготы и другие финансовые преимущества. В 2021 году Казахстан ввел в действие обновленный Экологический Кодекс, который требует от предприятий-загрязнителей использовать в своей деятельности наилучшие доступные технологии. Кроме того, Казахстан запустил систему торговли квотами на выбросы парниковых газов.

Для декарбонизации экономики и достижения климатических целей государство должно осуществлять **реальные меры поддержки, дополняющие принятие законодательных актов**. Хотя законодательная база имеет решающее значение, для успешных преобразований и снижения выбросов ПГ необходима **эффективная и действенная реализация конкретных планов и задач**.

Для того чтобы стимулировать **внедрение экологически чистых технологий**, необходимо оказывать **финансовую поддержку** их разработке и внедрению. Для этого компаниям, внедряющим экологически чистые технологии, могут быть предоставлены государственные субсидии, кредиты на льготных условиях или отдельные виды налоговых льгот. Такие меры позволяют снизить финансовые риски и стимулировать применение инновационных идей и решений в энергетике.

С точки зрения применения Казахстаном принципов НДТ, изложенных в Экологическом Кодексе, предложение государства отменить экологические платежи, вероятно, недостаточно для покрытия затрат, связанных с внедрением дорогостоящих низкоуглеродных технологий. Эти экологические платежи составляют лишь около 2% от операционных расходов компании.[56] Этого явно недостаточно для успешной и устойчивой интеграции наиболее доступных низкоуглеродных технологий. Для их успешного внедрения необходим более существенный уровень финансовой поддержки.

4.7 Инициативы в области низкоуглеродного развития

Несмотря на активное продвижение низкоуглеродной политики, реальных инициатив в данной области в Казахстане не так много. Самая крупная из них на сегодняшний день – проект по производству «зеленого» водорода в Мангистауской области. Среди компаний энергетического сектора одним из лидеров по активности в этой сфере является КМГ.

56 См. раздел 2.6.2 *Национального Энергетического Доклада за 2021 год.*

4.7.1 Водород

В 2022 году в рамках конференции Astana Finance Days-2022 в Казахстане был создан первый в стране альянс по реализации водородных проектов, получивший название Альянс «Зеленого водорода». Год спустя, в феврале 2023 года, была утверждена Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года, где водороду отводится значимая роль в трансформации подхода к использованию энергоресурсов на транспорте и в промышленности – двух секторах, декарбонизация которых представляется затруднительной. В частности, водород предполагается использовать на тех видах транспорта, которые сложно или невозможно полностью электрифицировать (например, на водном и воздушном транспорте).

4.7.1.1 Производство «зеленого» водорода в Мангистауской области

В октябре 2022 года правительство Казахстана подписало инвестиционное соглашение со Svevind Energy GmbH – европейской группой компаний, специализирующейся на возобновляемой энергетике – о строительстве предприятия по производству водорода в Мангистауской области, которое должно войти в пятерку крупнейших проектов мира.[57] В проекте будет использоваться генерация от ветряных и фотоэлектрических установок совокупной мощностью до 40 ГВт с выработкой около 120 млрд кВт*ч возобновляемой электроэнергии ежегодно.[58] Эта электроэнергия будет использоваться для питания промышленных объектов по производству водорода с применением электролиза мощностью 20 ГВт, расположенных вблизи порта Курык на побережье Каспийского моря.

Источником воды (после опреснения) для получения водорода путем электролиза станет Каспийское море. По имеющейся информации, проект предполагает строительство и эксплуатацию опреснительного завода для морской воды мощностью 255 000 м^3 в сутки (93,075 млн м^3 в год). Однако, поскольку вопросы водообеспечения имеют первостепенную значимость не только для самого проекта, но и для Казахстана в целом, они способны стать одним из серьезных препятствий на пути реализации данного начинания.

57 Svevind Energy GmbH – шведско-германская частная группа компаний, специализирующаяся на возобновляемой энергетике – объявила о подписании стартового меморандума о взаимопонимании (МОВ) с акиматом Мангистауской области совместно с АО «Национальная компания Kazakh Invest» в отношении строительства объектов ветровой и солнечной электроэнергетики мощностью 30 ГВт в Мангистауской области, которые предполагается использовать для питания электролизеров, обеспечивающих производство «зеленого» водорода для внутреннего рынка или на экспорт (см. *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год*, стр. 52 [в русскоязычной версии: 53]) и материал S&P Global Commodity Insights, *Ambitious large "green" hydrogen energy project announced for western Kazakhstan*, November 2022 [S&P Global Commodity Insights, *«Анонсирован крупный амбициозный проект «зеленой» водородной энергетики на западе Казахстана»*, ноябрь 2022 г.]. В сентябре 2021 года Президент Республики Казахстан Касым-Жомарт Токаев встретился с главой Svevind Group Вольфгангом Кроппом.

58 Состав генерирующих мощностей не указан, но коэффициент использования мощностей ВИЭ при этом составляет около 34%, что является очень амбициозным показателем: обычно на долю наземных ВЭС в среднем приходится около 25%, а на долю СЭС – лишь около 13%.

Обеспеченность пресной водой уже давно является серьезной проблемой в Мангистауской области. Помимо нескольких местных опреснительных заводов (например, в Актау или на месторождении Каламкас), одним из главных источников пресной воды здесь является вода, которая поступает по трубопроводу из дельты российской реки Волги, преодолевая расстояние около 2 000 км. Ввиду экономической и социальной важности этого трубопровода на протяжении последних нескольких лет реализуется программа его реконструкции и модернизации с целью повышения пропускной способности до уровня свыше 30 млн м^3 в год. В частности, в 2023 году власти намереваются увеличить подачу пресной воды, благодаря завершению строительства водопровода протяженностью 18 км и насосной станции за счет финансирования Freedom Holding Corp в размере 2,12 млрд тенге (4,7 млн долл.).[59] Несмотря на это, руководство Мангистауской области все же ожидает, что к 2025 году дефицит воды в регионе достигнет 110 000 м^3 в день.

Hyrasia One, дочерняя компания Svevind Energy Group, отмечает, что окончательное решение по конкретным рынкам для водорода и, соответственно, по направлениям и маршрутам его экспорта пока не принято. Svevind полагает, что водород может найти рынок сбыта в Европе или же использоваться в самом Казахстане для производства «зеленых» стали или алюминия. Однако совершенно очевидно, что Европа находится на первых позициях среди потенциальных рынков, учитывая ее амбициозные планы по развитию использования водорода, а также прогнозы, согласно которым на долю Европы будет приходиться около 11% мирового спроса на водород к 2030 году и 20% к 2040 году; причем ожидается, что значительная часть спроса будет покрываться за счет импорта.[60] По словам представителей Svevind, Hyrasia One может стать «прочным основанием для развивающихся рынков водорода в Европе, в самом Казахстане, а также в странах Азии».

Вероятны также затруднения с импортом необходимого оборудования для проекта в связи с изменившейся международной ситуацией. Например, проект будущего расширения (ПБР) добывающих мощностей ТШО в существенной мере задействовал российскую систему внутренних водных путей для импорта крупных модульных компонентов.[61] Однако данный вариант транспортировки может оказаться недоступным из-за российско-украинского конфликта, в связи с чем не исключено, что оператору проекта придется использовать более дорогостоящие многосегментные маршруты (т.е. железнодорожным транспортом через Грузию и Азербайджан, а затем водным транспортом через Каспийское море в Казахстан).

Водород – не очень выгодный продукт с точки зрения транспортировки, затраты на которую в рамках производственно-сбытовой цепочки в целом относительно высоки. То же самое касается и случаев, когда из водорода получают «зеленый» аммиак для транспортировки на дальние расстояния.[62] С логистической точки зрения западный регион Казахстана находится довольно далеко от Европы и не располагает прямым доступом к международным морским путям для водной транспортировки, а те из имеющихся в данном регионе газопроводов, которые потенциально можно переконфигурировать для поставок водорода, идут через Россию. Технически возможны поставки по железной дороге, но они будут намного дороже других вариантов.

4.7.1.2 Инициативы по водороду КМГ и других компаний

В 2022 году в КМГ было создано новое структурное подразделение – Центр компетенции по водородной энергетике, предназначенный для выполнения функций исследовательского хаба. Компания обозначила водородную энергетику в качестве одной из своих инициатив в области низкоуглеродного развития, создав пилотный проект «Водородная мобильность», в рамках которого предполагается строительство водородной заправочной станции на Атырауском НПЗ.[63]

«Водородная мобильность» – не первая инициатива КМГ в данной сфере. Ранее, в 2021 году, компания объявила об участии в проектах по производству «голубого» водорода и «голубого» аммиака с использованием природного газа в качестве сырья в сотрудничестве с германской компанией Linde, которая занимается производством промышленных газов и инжинирингом. Однако впоследствии проект пришлось отменить из-за значительных потребностей в воде и других технических сложностей.

В свою очередь, Павлодарский НХЗ и ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы» (ЭЛМТГ) подписали соглашение на строительство установки по производству водорода в целях выпуска зимнего дизельного топлива (в объеме 160 000 т в год) расчетной стоимостью 80 млн евро.[64] С 2018 года ЭЛМТГ успешно осуществляет эксплуатацию установок по производству водорода и азота на Павлодарском НХЗ,

59 Группа компаний Freedom поможет решить проблему с дефицитом пресной воды в Мангистауской области», 28 октября 2022 г., https://www.inaktau.kz/news/3487256/gruppa-kompanij-freedom-pomozet-resit-problemu-s-deficitom-presnoj-vody-v-mangistauskoj-oblasti.

60 См. IHS Markit Report *Global Hydrogen Balance: Outlook to 2050*, October 2022 [Обзор IHS Markit *«Глобальный баланс водорода: прогноз до 2050 года»*, октябрь 2022 г.].

61 См. IHS Markit Insight, *Russia's Inland Waterways Feel Impact from Tax Maneuver with Reduced Refined Product Shipments* [Аналитический обзор IHS Markit, *«Ощутимое влияние налогового маневра: объем транспортировки нефтепродуктов по внутренним водным путям России снижается»*].

62 Выполненный нами анализ в отношении производимого в России водорода, показывает, что его поставка на мировые рынки обходится чрезвычайно дорого. Например, согласно результатам наших исследований для европейских рынков, более дешевым вариантом (на базе стоимости с учетом доставки) является поставка в Европу газа по российской экспортной инфраструктуре с последующим производством из него водорода на европейской территории, чем транспортировка в Европу произведенного в России водорода; см. IHS Markit Strategic Report *Russia's National Hydrogen strategy: Toward a new energy future?* [Стратегический обзор IHS Markit *«Национальная водородная стратегия России: на пути к новому энергетическому будущему?»*].

63 Программа низкоуглеродного развития КМГ на период 2022-2031 гг., стр.33.

64 ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы» – совместное предприятие Air Liquide (75%) и КМГ (25%), созданное в 2016 году для производства и поставок технических газов, необходимых казахстанским нефтеперерабатывающим предприятиям; pnhz.kz, 21 июня 2017 г., https://www.pnhz.kz/press_center/news/?ELEMENT_ID=190.

а с 2021 года – на Атырауском НПЗ.[65] Помимо этого, в мае 2023 года компания ЭЛМТГ подписала соглашение с ТОО «KunTech» для обеспечения своих производств в Казахстане возобновляемой энергией.[66] Соглашение ставит целью покрыть 100% потребления электроэнергии на производственных площадках ЭЛМТГ, при этом позволяя сократить косвенные выбросы CO_2 на 33% в 2035 году по сравнению с 2020 годом, а также достичь углеродной нейтральности к 2050 году.

Примерно за последние два года в Казахстане был запущен ряд других инициатив в области «зеленого» водорода, но их реализация фактически не продвинулась:

- В рамках конференции Astana Finance Days-2022 ТОО «Green Spark Limited» и GRAF Industries S.p.A. подписали соглашение о разработке технологии первых АЗС по водороду на территории Казахстана, однако дальнейшего развития инициатива не получила.
- Первым в Казахстане был запущен пилотный проект по производству «зеленого» водорода в Западно-Казахстанской области. Он включает в себя солнечные батареи, питающие электролизеры, которые расщепляют воду на водород и кислород. Разработка проекта компанией GreenSpark стартовала в 2021 году, но до сих пор не завершена.

4.7.2 Проекты CCS/CCUS

Одним из направлений Программы низкоуглеродного развития КМГ на период 2022-31 гг. является проект по внедрению технологий улавливания и хранения углерода. Значимым шагом в данном направлении стало подписание в июне 2022 года меморандума о взаимопонимании между КМГ и Chevron (через филиал «Шеврон Мунайгаз Инк.») для изучения потенциальных проектов в области снижения выбросов углерода в Казахстане с особым акцентом на CCUS. Аналогичный меморандум, предусматривающий совместное изучение проектов по использованию технологий CCUS, был подписан в сентябре 2021 года между КМГ и «Шелл Казахстан Б.В.». При этом Концепция низкоуглеродного развития АО «Самрук-Қазына» (головной компании КМГ) предполагает внедрение CCUS в КМГ в несколько этапов:

- Этап 1 (2022-23 гг.): проведение скрининга источников выбросов CO_2 и резервуаров для закачки на активах КМГ.
- Этап 2 (2024-25 гг.): проектирование в рамках первого этапа пилотного проекта CCS/CCUS на активах КМГ.
- Этап 3 (2026-28 гг.): реализация пилотного проекта по использованию технологии CCS/CCUS.[67]

А в конце 2021 года компания КПО объявила о создании «Проекта 365», который включает в себя «зеленую» трансформацию месторождения Карачаганак. При этом была поставлена цель разработать четкую стратегию по достижению углеродной нейтральности на месторождении с определением промежуточных этапов по снижению выбросов парниковых газов. Исследования по улавливанию и хранению CO_2 были начаты в 2021 году.[68]

4.7.3 Электромобили

За последние несколько лет импорт электромобилей в Казахстан – особенно из Китая – резко вырос (см. Рисунок 4.17 «Количество электромобилей, импортированных в Казахстан»). Число электромобилей в Казахстане выросло втрое – с 491 единицы в 2021 году до 3 229 единиц в середине 2023 года (см. Рисунок 4.18 «Количество легковых электромобилей в Казахстане»). По состоянию на 1 июня 2023 года в стране в совокупности насчитывалось 3 590 электромобилей, в том числе 3 229 легковых, 226 грузовых и 135 автобусов. В Казахстане имеется всего 203 зарядных станций для электромобилей, бóльшая часть из которых расположена в Алматы (116 станций) и в Астане (79 станций). В других крупных городах зарядные станции отсутствуют вообще или, в лучшем случае, имеются 1-2 станции (см. Рисунок 4.19 «Количество зарядных станций для электромобилей в Казахстане с разбивкой по городам»). На установке и эксплуатации электрозарядных станций в Казахстане специализируются две компании: ТОО «Оператор ЭЗС» и eDrive.kz. Тарифы на станциях eDrive.kz варьируются от 40 до 70 тенге за кВт на медленных станциях переменного тока и от 50 до 80 тенге за кВт на быстрых станциях (в зависимости от мощности станции). При этом в стране отсутствует законодательная база, регулирующая тарифы на зарядных станциях для электромобилей.

Казахстан активно продвигает собственное производство электромобилей, начало которого в настоящее время намечено на 2035 год. На данный момент анонсированы следующие проекты:

- Мультибрендовый завод с цехами полного цикла, где будут выпускаться автомобили китайских марок. В сентябре 2022 года компания «Астана Моторс» подписала меморандумы с автомобильными концернами Chery Automobile Company, Changan International Corporation и Great Wall Motor, подтверждающие ее право на производство автомобилей этих китайских брендов (Chery, Changan и Haval) в Алматы. Начало строительства запланировано на 2025 год. Производственные мощности завода позволят выпускать до 90 000 автомобилей в год, из которых 60% предполагается экспортировать в соседние страны СНГ. Предварительная расчетная стоимость проекта составляет 200 млн долл.
- В 2020-21 гг. совместно с китайской компанией Yutong Hongkong Limited CN.China на заводе ТОО «QazTehna» в Карагандинской области были установлены линии сборки автобусов и спецтехники Yutong. ТОО «QazTehna» было создано в 2019 году. Его акционерами являются компании ТОО «Genko International» (54%),

65 27 декабря 2017 г. был оформлен договор продажи действующей установки производства водорода Павлодарского НХЗ общей мощностью 31 000 Нм³/ч (нормальных кубических метров в час) компании ЭЛМТГ.

66 KunTech – казахстанская компания, осуществляющая научно-исследовательскую деятельность и производство устройств солнечного отопления (гелиоколлекторов), которая также является трейдером в системе I-REC; см. https://kuntech.kz.

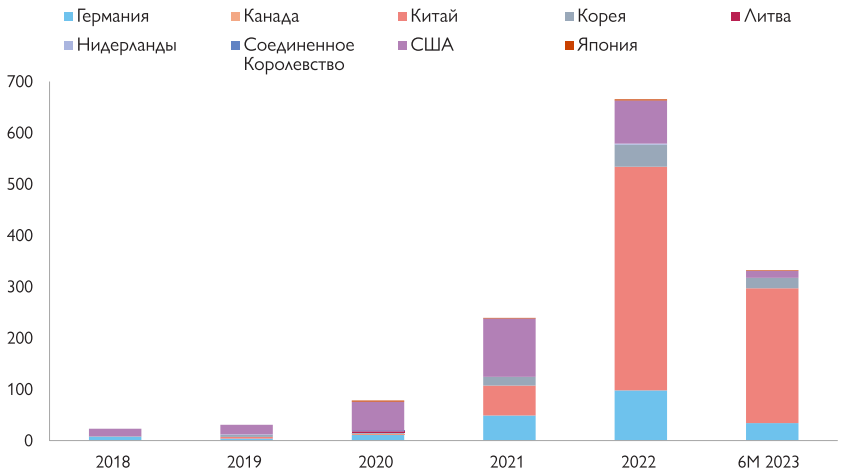
67 «Пилотный проект CCUS по оценке потенциала закачки CO_2 для увеличения нефтеотдачи выработанных нефтяных пластов», Концепция низкоуглеродного развития АО «Самрук-Қазына» от 25 августа 2020 г.

68 Отчет об устойчивом развитии КПО за 2021 год.

ТОО «Оңай Рау» (25%), АО «СПК «Сарыарка» (20%) и Sinoyutong International PTE., Ltd (1%).[69] Основным поставщиком машинокомплектов для производства является Yutong Hongkong Limited CN.China – дочернее предприятие Zhengzhou Yutong Group Co. Ltd. Стоимость проекта составляет около 22,1 млрд тенге (49,2 млн долл.) при проектной мощности, предполагающей производство 500 единиц спецтехники и 1 200 единиц автобусов, как с двигателями внутреннего сгорания, так и с электродвигателями.

- В 2022 году компания Hyundai Trans Auto, дочернее предприятие «Астана Моторс», приступила к сборке автобусов Golden Dragon в городе Алматы. В начале 2019 года Hyundai Trans Auto стала официальным дистрибьютором по производству и реализации автобусов Golden Dragon в Казахстане после подписания соглашения с китайским производителем Xiamen Golden Dragon Bus Co., Ltd.[70]
- Стартап Qoshcar Automotive объявил о планах создать электрический или гибридный автомобильный двигатель и выпускать 4 000 автомобилей в год; компания также планирует производить собственные зарядные станции для автомобилей. Расчетная стоимость разработки и создания первого прототипа составляет 2 млн долл. Проект Qoshcar Automotive стартовал в апреле 2022 года, однако по состоянию на март 2023 года компания все еще находилась в поиске инвестора.

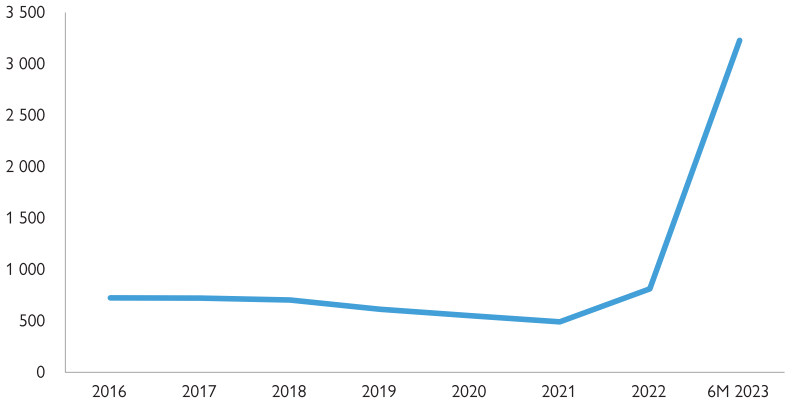
Рисунок 4.17 Количество электромобилей, импортированных в Казахстан



Источник: S&P Global Commodity Insights, Комитет государственных доходов.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 4.18 Количество легковых электромобилей в Казахстане



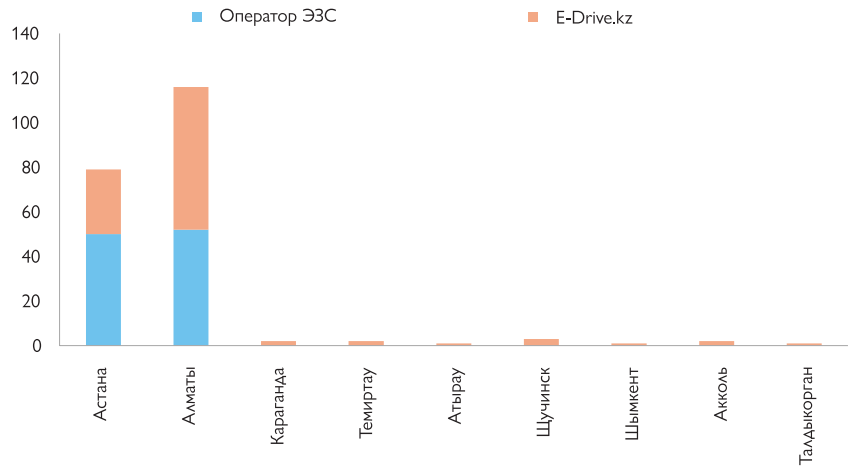
Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

69 Финансовый отчет ТОО «QazTehna» за 2021 год.

70 Автобусы Golden Dragon оснащены дизельными, газовыми (СУГ) и электрическими двигателями.

Рисунок 4.19 Количество зарядных станций для электромобилей в Казахстане с разбивкой по городам



Источник: S&P Global Commodity Insights, Комитет государственных доходов.

© 2023 S&P Global.

4.7.3.1 Меры поддержки со стороны государственной политики

В 2022 году Мажилис (нижняя палата Парламента Республики Казахстан) инициировал законопроект, направленный на популяризацию экологически чистого транспорта и развитие инфраструктуры для электромобилей. Он предусматривает бесплатные парковочные места на платных автостоянках, создание специально отведенных мест для зарядки электромобилей, а также присвоение специальных «зеленых» регистрационных номерных знаков.[71]

Согласно информации Комитета государственных доходов Республики Казахстан импорт электромобилей из стран, не входящих в Евразийский экономический союз (ЕАЭС), освобожден от уплаты пошлин и налога на добавленную стоимость. Данное освобождение действует в отношении предоставленных Евразийской экономической комиссией квот на импорт электромобилей в количестве 10 000 единиц в 2022 году и 15 000 единиц в 2023 году. Помимо этого, с 4 июня 2021 г. с электромобилей не взимается утилизационный сбор.[72]

4.7.4 Биотопливо

Производство и использование биотоплива не имеет широкого распространения в Казахстане. Единственным проектом промышленного масштаба является завод ТОО «BioOperations» по производству биоэтанола[73] из отходов переработки пшеницы мощностью 35 000 т в год, который расположен в городе Тайынша в Северо-Казахстанской области. В 2021 году компания экспортировала биоэтанол в Бельгию, а затем начала его экспорт в Соединенное Королевство. Завод начал работу в 2006 году (тогда предприятие носило название АО «Биохим»), но в 2012 году обанкротился. Впоследствии компания была преобразована в ТОО «BioOperations» и возобновила производство биоэтанола в конце 2020 года после масштабной модернизации.

4.7.4.1 Меры поддержки со стороны государственной политики

Законодательные инициативы, направленные на стимулирование дальнейшего расширения использования биоэтанола в промышленности, включают новый закон, принятый 11 декабря 2022 года. Первоначальное определение и применение биоэтанола были расширены и теперь включают его использование в химической и связанных с ней отраслях промышленности.[74]

4.8 Актуализированные сведения о переходе на НДТ в промышленности согласно положениям Экологического кодекса

Экологический кодекс 2021 года ввел ряд важных инициатив, направленных на снижение и смягчение воздействия экономической деятельности – прежде всего, крупных промышленных предприятий – на окружающую

71 О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам популяризации экологически чистого транспорта и развития инфраструктуры для электромобилей (Инициированный депутатами); https://parlam.kz/ru/mazhilis/post-item/36/15944. Дата обращения: 2 августа 2023 г.

72 Обнуление ставки утилизационного сбора для электромобилей произошло в мае 2021 года (он не взимается при импорте в Казахстан или при производстве электромобилей, электробусов и электрогрузовиков).

73 Биоэтанол – дегидратированный этиловый спирт, произведенный из сырья биологического происхождения, который предназначен для смешивания с нефтепродуктами или использования с целью производства топливных компонентов, октаноповышающих присадок, топливных добавок, эфиров либо с целью производства продукции химической и связанных с ней отраслей промышленности.

74 Закон Республики Казахстан от 15 ноября 2010 года № 351-IV.

среду. В настоящее время идет работа по подготовке казахстанских предприятий к переходу на принципы наилучших доступных техник (НДТ). В соответствии с требованиями Кодекса к 2025 году 50 предприятий, которые являются крупнейшими источниками выбросов, на долю которых приходится 80% выбросов, обязаны получить комплексные экологические разрешения на базе принципов НДТ. Несоблюдение вышеуказанных требований приведет к увеличению экологических платежей. Вместе с тем следует отметить, что отсутствие на данный момент государственных стимулов, способствующих переходу на НДТ, затрудняет формирование стремления к модернизации производственных процессов. Положения Экологического кодекса, а также внедрение принципов НДТ и связанные с этим перспективы получили широкое освещение в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*. В настоящем разделе представлены актуализированные сведения в данном отношении.[75]

По информации Министерства экологии и природных ресурсов, в рамках перехода на принципы НДТ по состоянию на август 2023 года на 94 предприятиях ключевых отраслей промышленности был проведен комплексный технологический аудит. При этом также было подготовлено 83 отраслевых отчета. Для 50 крупнейших эмитентов в 2021-23 гг. было разработано 16 отраслевых справочников по НДТ. В 2024-27 гг. планируется разработать еще 14 справочников по НДТ.[76]

Переход на НДТ, особенно в электроэнергетике, сталкивается с целым рядом финансовых, технологических, логистических и организационных проблем, решение которых требует комплексного подхода. Особенно серьезной проблемой является то, что многие электростанции продолжают работать на базе устаревших технологий, длительность эксплуатации которых уже превысила предполагаемый срок службы. В частности, министр энергетики Алмасадам Саткалиев заявил, что, по результатам технического аудита 57 станций, 62% энергетических котлов и 58% турбин отработали свой парковый ресурс и нуждаются в немедленной замене. При этом объем, необходимый к замене мощностей, в совокупности составляет 2,5 ГВт.[77] Соответственно, одним из первых был разработан справочник по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», который – наряду со справочником по НДТ «Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности» – согласно предварительной оценке «Международного центра зеленых технологий и инвестиционных проектов» (МЦЗТИП) должен способствовать значительному сокращению выбросов загрязняющих веществ (см. Таблицу 4.3 «Прогнозный эффект от внедрения НДТ по отраслям промышленности»).

В ходе подготовки к внедрению принципов НДТ в Казахстане эксперты пришли к выводу, что в настоящее время в стране не представляется возможным выйти на многие из показателей, действующих в ЕС. В этой связи были предложены меры

Таблица 4.3 Прогнозный эффект от внедрения НДТ по отраслям промышленности

Отрасль	Наименование СНДТ	Снижение эмиссий (%)	Общее снижение эмиссий (тонн в год)
Нефтегазовая отрасль	СНДТ «Переработка нефти и газа»	13	75 000
	СНДТ «Добыча нефти и газа»	56	
Химическая отрасль	СНДТ «Производство неорганических химических веществ»	60	4 200
Цементная отрасль	СНДТ «Производство цемента и извести»	35	12 682
Горно-металлургический комплекс	СНДТ «Производство свинца»	70	109 320
	СНДТ «Производство меди и драгоценного металла-золото»	65	
	СНДТ «Производство цинка и кадмия»	55	
	СНДТ «Добыча и обогащение руд цветных металлов (включая драгоценные)»	75	
	СНДТ «Добыча и обогащение железных руд (включая прочие руды черных металлов)»	80	
	СНДТ «Производство ферросплавов»	77	
Энергетическая отрасль	СНДТ «Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности»	Сокращение потребления топлива - 40%	706 023
	СНДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»	78	
Итого		**60**	**907 225**

Источник: S&P Global Commodity Insights, МЦЗТИП. © 2023 S&P Global.

75 См. Разделы 2.6.1 и 2.6.2 *Национального Энергетического Доклада за 2021 год.*

76 См. доклад Министерства экологии и природных ресурсов с описанием деятельности за 2022 год; https://primeminister.kz/ru/news/reviews/v-minekologii-podveli-itogi-raboty-za-2022-god-1203351.

77 https://primeminister.kz/ru/news/povyshenie-tarifov-na-kommunalnye-uslugi-budet-poetapnym-alibek-kuantyrov-24742 .

переходного характера, предусматривающие более длительные сроки внедрения и менее строгие технологические критерии. Хотя нормы эмиссий в справочниках во многом соответствуют стандартам ЕС, в некоторых случаях все же необходимо смягчение требований, исходя из особенностей той или иной отрасли. Например, справочник по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» предусматривает более постепенный переход на установленные стандарты: данный процесс предполагается начать с эмиссий твердых частиц и только впоследствии перейти к газообразным эмиссиям.

Представляется целесообразным дифференцированный подход к установлению предельно допустимого уровня эмиссий для новых и существующих производственных объектов, принимая во внимание совершенствование и повышение экологической безопасности производственных технологий с течением времени (см. Рисунок 4.20 «Пылевые выбросы при добыче и обогащении железных руд (включая прочие руды черных металлов)» и Рисунок 4.21 «Пылевые выбросы при добыче и обогащении руд цветных металлов (включая драгоценные)»). На новых объектах можно задействовать преимущества современных технологических процессов и оборудования, которые помогают снизить эмиссии загрязняющих веществ и повысить уровень контроля за производством. Помимо этого, происходит непрерывное развитие в области охраны окружающей среды, в результате которого экологические нормы периодически обновляются и становятся более строгими, что учитывается при пересмотре справочников по НДТ каждые восемь лет. В целях минимизации негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения *новые производственные объекты должны соответствовать более строгим требованиям.*

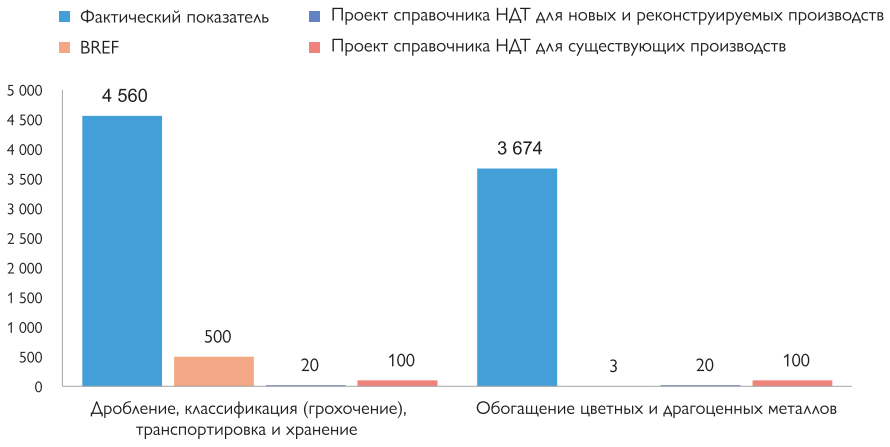
Немаловажно отметить, что внедрение более строгих нормативных требований для новых производств не означает, что действующие предприятия не должны повышать эффективность мер, направленных на снижение воздействия их деятельности на окружающую среду. Реконструкция и модернизация существующих производственных объектов являются не менее значимыми шагами на пути к сокращению загрязнения и соблюдению экологических требований.

Рисунок 4.20 Пылевые выбросы при добыче и обогащении железных руд (включая прочие руды черных металлов), мг/нм³



Источник: S&P Global Commodity Insights, МЦЗТИП. © 2023 S&P Global.

Рисунок 4.21 Пылевые выбросы при добыче и обогащении руд цветных металлов (включая драгоценные), мг/нм³



Источник: S&P Global Commodity Insights, МЦЗТИП. © 2023 S&P Global.

4.9 Общие выводы

Государственная поддержка, направленная на сокращение выбросов углерода, чрезвычайно важна для выхода на целевые показатели в области климата и перехода к более устойчивому развитию. Чтобы реализовать эти задачи, политическим лидерам Казахстана необходимо разрабатывать и внедрять разнообразные меры, мотивирующие компании и инвесторов к участию в декарбонизации экономики. Опора исключительно на «командные рычаги» (регулирование) без наличия ясного и очевидного для инвесторов пути получения прибыли приведет к оттоку инвестиций.

Для эффективной декарбонизации своей экономики Казахстану прежде всего следует сконцентрироваться на ее реализации в электроэнергетике. Поскольку почти 70% электроэнергии вырабатывается на устаревших угольных электростанциях, стратегический переход от угля к использованию газа и неископаемого топлива позволит существенно сократить выбросы углерода. Однако темпы такого перехода должны быть выверенными и целесообразными с учетом необходимости обеспечения энергетической безопасности. Подобное начинание также поможет заложить основу для устойчивой трансформации энергетики за счет расширения электрификации экономики страны. Следует отметить, что серьезное содействие Казахстана развитию возобновляемой энергетики заслуживает высокой оценки и сыграло одну из центральных ролей в ее быстром распространении.

В дальнейшем правительству также важно уделять внимание другим действенным инструментам снижения выбросов углерода (в особенности СТВ), а также соблюдать баланс между приоритетами экологии и энергетической безопасности.

СТВ Казахстана несет значительный потенциал для сокращения выбросов парниковых газов в стране. При этом, как показывает опыт ЕС, на доработку и оптимизацию ее функционирования требуется время. Аналогичным образом, работа текущей казахстанской СТВ и механизм формирования платы за выбросы углерода в ее рамках нуждаются в дальнейшем совершенствовании. Чтобы стимулировать внедрение более экологически чистых решений, представляются необходимыми следующие изменения в СТВ:

- **Расширение охвата казахстанской СТВ с включением в нее других отраслей и типов эмиссий**. Это способствовало бы повышению общей эффективности системы торговли квотами на выбросы в стране. В настоящее время СТВ в Казахстане распространяется только на выбросы CO_2 в относительно небольшом количестве отраслей. В целях расширения круга источников эмиссий и обеспечения более справедливого распределения ответственности за них в масштабах всей экономики целесообразно рассмотреть вопрос расширения СТВ другими отраслями и видами ПГ.
- **Прогрессивное снижение годовых лимитов выбросов (квот)**. До 2022 года они с течением времени росли, однако с переходом к пятой фазе работы СТВ (2022-25 гг.) стали уменьшаться за счет введения коэффициента линейного снижения в размере 1,5%. Вместе с тем для обеспечения выхода Казахстана на безусловный целевой показатель в рамках Парижского соглашения по климату, вероятно, потребуется увеличить размер вышеуказанного коэффициента. Это может оказаться особенно важным, если отрасли, на которые в настоящее время не распространяется действие СТВ («нерегулируемые» отрасли), так и не войдут в нее в будущем.
- **Внедрение аукционного механизма распределения первоначальных квот**. Это является одним из действенных методов повышения прозрачности и эффективности сокращения выбросов углерода и распределения квот на них, а также в значительной мере помогает установить цену выбросов углерода. В СТВ Казахстана аукционы пока не проводились. Тем не менее, крайне важно инициировать распределение хотя бы некоторой доли первоначальных квот посредством аукционов. В то же время аукционирование должно внедряться постепенно, с учетом экономических реалий предприятий в Казахстане.
- **Другие меры, необходимые для содействия укреплению СТВ**. АО «Жасыл Даму» необходимо предпринять решительные действия по реализации ряда дополнительных мер. Такие меры могут включать обеспечение надежного резерва стабильности рынка, разработку более эффективных контрольных показателей и совершенствование базовой системы мониторинга, отчетности и контроля для повышения результативности.

При внедрении принципов НДТ в Казахстане на основе практики Европейского союза важно понимать, что в настоящее время страна не способна выйти на многие из установленных в ЕС показателей по НДТ. В этой связи необходимы меры переходного характера с учетом казахстанской специфики, основанные на таком понимании – в частности, предполагающие более длительные сроки внедрения и менее строгие технологические критерии. Аналогичным образом, представляется целесообразным дифференцированный подход к установлению предельно допустимого уровня эмиссий для новых и существующих производственных объектов.



ГЛАВА 5

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

5. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

5.1 Ключевые моменты

► Нефтяная промышленность по большей части оправилась от негативных последствий пандемии COVID-19, но резкая эскалация вооруженного конфликта в Украине, начиная с февраля 2022 года, принесла множество новых проблем. Тем не менее, большинство тенденций нефтяного баланса Казахстана по-прежнему остаются в целом позитивными – в частности, очередной год демонстрирует солидные показатели внутреннего спроса на нефтепродукты. Согласно нашему базовому прогнозному сценарию, добыча и экспорт нефти выйдут на максимальную отметку уже довольно скоро – в середине 2020-х гг. – и в течение остальной части прогнозного периода (до 2050 г.) будут медленно снижаться. В отличие от этого, объем переработки на НПЗ продолжит расти в связи с сохранением относительно существенного роста спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке. А именно, мы прогнозируем, что в 2023-50 гг. добыча нефти упадет до 72,1 млн т (1,44 млн барр. в сутки), а чистый экспорт нефти сократится примерно на 26% до 48,3 млн т (966 000 барр. в сутки), тогда как объем переработки на НПЗ, напротив, увеличится – на 24% до 22,3 млн т (446 000 барр. в сутки).

► Профиль добычи нефти в Казахстане в целом повторяет траекторию ее производства на «большой тройке» месторождений – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак – разработка которых ведется консорциумами под руководством международных нефтяных компаний (МНК). При этом предусмотренная для Казахстана официальная программа альянса ОПЕК+ в настоящее время предусматривает ограничение добычи нефти в стране как минимум до конца 2024 года. В 2022 году три вышеуказанных месторождения обеспечили 63,1% совокупной добычи нефти в Казахстане, и ожидается, что их доля вырастет до максимального уровня (71,0%) в 2029 году, после чего сократится примерно до 60% от совокупного объема в 2050 году. В целом, динамика роста или спада в рамках мега-проектов, а также перерывы в их работе, связанные с техобслуживанием или иными проблемами, обычно оказывают более существенное влияние на профиль добычи в стране, чем казахстанские добровольные квоты на добычу в рамках договоренностей ОПЕК+. Основным драйвером производства нефти в Казахстане в начале 2020-х гг. является проект будущего расширения на месторождении Тенгиз, наращивание добычи в рамках которого намечено на 2024-25 гг., а ожидаемая реализация второй фазы проекта Кашаган впоследствии частично компенсирует спад, происходящий на более старых месторождениях.

► Полномасштабная реализация нефтедобывающего потенциала Казахстана в конечном итоге зависит от привлечения инвестиций в новые проекты разведки и добычи за счет дальнейшей оптимизации нормативно-правового (регуляторного) и финансово-налогового (фискального) режима. Среди недавно произошедших позитивных событий следует отметить принятие законодательства в отношении механизма Улучшенного модельного контракта (УМК), обеспечивающего налоговые и иные стимулы для сложных проектов, хотя в УМК присутствуют некоторые из недочетов, характерных для типовых (существующих) модельных контрактов, включая недостаточную ясность и прозрачность требований к местному содержанию. Одним из индикаторов слабой готовности инвесторов браться за новые разведочно-добывающие проекты без обеспечения более благоприятных условий негеологического плана является скромный успех новых раундов электронных (онлайн) аукционов на предоставление права недропользования в отношении участков для разведки и добычи (включая отмены, недостаточное количество участников и неучастие МНК). Также представляется, что текущие фискальные условия для зрелых месторождений в Казахстане не способны надлежащим образом обеспечить полную реализацию планов национальной нефтегазовой компании «КазМунайГаз» (КМГ) по их доразработке в целях существенного замедления или обращения вспять темпов спада добычи.

► Начиная с февраля 2022 года, Казахстан активизировал действия, направленные на диверсификацию маршрутов экспорта сырой нефти, с акцентом прежде всего на транскаспийские каналы в обход России, что объясняется ростом обеспокоенности по поводу рисков, связанных с транзитом по российской территории. В том числе присутствуют опасения по поводу надежности маршрута Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), на который в 2022 году пришлось 82,1% экспорта казахстанской нефти (при этом всего транзитом через Россию на экспорт было поставлено более 95% казахстанской нефти). Власти Казахстана поручили КМГ диверсифицировать экспортные потоки – в частности, увеличив транскаспийские объемы, что подразумевает возобновление регулярных поставок по нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД). Однако инфраструктурные ограничения и высокая стоимость транспортировки препятствуют очень крупномасштабному наращиванию таких объемов. В соответствии с базовым сценарием S&P Global в более долгосрочной перспективе доля транскаспийских поставок будет оставаться в диапазоне 5-10% от суммарного показателя экспорта казахстанской нефти, что расходится с амбициозными целями правительства, согласно которым на эти маршруты будет приходиться более четверти таких экспортных поставок.

► В 2022 году производство всех основных нефтепродуктов в Казахстане росло второй год подряд. Дизельное топливо является самой крупной (среди нефтепродуктов) составляющей в объеме продукции НПЗ страны и в казахстанском балансе внутреннего потребления. Ожидается, что оно сохранит эти лидирующие позиции в течение всего прогнозного периода. В целом к 2050 г. производство дизельного топлива вырастет почти на 90% до 10,3 млн т на фоне резкого увеличения внутреннего спроса на него (на 126% до 12,3 млн т) – в основном в сфере грузового автотранспорта. Прогнозируется, что на втором месте после дизельного топлива по показателям роста объемов производства в 2023-50 гг. будет бензин в связи с увеличением количества частных автомобилей (и относительно ограниченного распространения автомобилей с альтернативными – не

бензиновыми – двигателями в период до 2050 года). Значительный рост продемонстрирует и производство керосина в ответ на повышение спроса в авиации. Согласно базовому сценарию, видимое внутреннее потребление всех нефтепродуктов в Казахстане в совокупности вырастет на 43,0% до 22,8 млн т в 2050 году. При этом наш прогноз в отношении внутреннего потребления нефтепродуктов основан на предположении о либерализации внутренних цен на нефть и нефтепродукты, в результате которой примерно к 2030 году они выйдут на паритет с экспортными ценами («нетбэк»). Однако если искусственное занижение цен продолжится, внутренний спрос на нефтепродукты окажется выше, чем предусмотрено нашим текущим базовым сценарием.

► Наш прогноз предусматривает значительное расширение Шымкентского НПЗ, расположенного на юге Казахстана, где рост потребления нефтепродуктов является самым высоким. Согласно базовому сценарию S&P Global, увеличения мощностей Шымкентского НПЗ на 50% будет достаточно, чтобы удовлетворить ожидаемый рост внутреннего спроса на нефтепродукты, наряду с импортом нефтепродуктов в ограниченных объемах – но это должно происходить за счет рыночной конкуренции, согласующейся с интеграцией в рамках ЕАЭС, а не за счет специальных административных мер, таких как временные запреты на торговые операции и другие инструменты контроля.

5.2 Обзор динамики нефтяного баланса и структуры собственности в отрасли

В настоящем разделе приводятся обобщенные сведения об основных изменениях в нефтяном балансе Казахстана в 2021-22 гг., а также наш прогноз его динамики на 2023-50 гг. Здесь также представлен обзор географического распределения основных активов и структуры собственности в нефтяной отрасли.[1]

Восстановление казахстанской нефтяной промышленности от негативных последствий COVID-19 по-прежнему носит неравномерный характер. В 2022 году показатели добычи, экспорта и видимого внутреннего потребления нефти все так же оставались ниже уровня, наблюдавшегося до пандемии (см. Таблицу 5.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане»). Добыча нефти в стране в 2022 году сократилась на 1,9% до 84,2 млн т (1,77 млн барр. в сутки), экспорт нефти снизился на 0,8% до 65,2 млн т (1,30 млн барр. в сутки), а видимое потребление сырой нефти уменьшилось на 5,7% до 19,0 млн т (0,38 млн барр. в сутки), тогда как объем переработки на НПЗ вырос на 5,2% до 17,9 млн т (0,36 млн барр. в сутки).

Таблица 5.1 Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане (млн т)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Изменение (%) 2021-22
Добыча	79,5	78,0	86,2	90,4	90,6	85,7	85,9	84,2	-1,9
Экспорт, всего	64,8	63,4	69,6	70,2	70,0	70,6	65,7	65,2	-0,8
Экспорт за пределы постсоветского пространства	61,6	61,6	69,2	69,4	69,8	70,0	65,6	65,0	-0,9
Экспорт в страны постсоветского пространства	3,1	1,7	0,4	0,8	0,2	0,5	0,1	0,2	76,9
Российская Федерация	2,8	0,8	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,0	-28,8
Украина	0,3	0,6	0,0	0,0	--	--	--	--	
Азербайджан	--	0,1	0,1	0,1	--	--	--	0,1	
Кыргызстан		0,1	0,0	0,0	--	0,0	--	--	
Узбекистан	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	37,2
Беларусь	--	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	--	--	
Импорт, всего	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-100,0
Из России*	7,0	7,0	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	9,9	-0,8
Из других стран	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-100,0
Чистый экспорт	64,7	63,4	69,5	70,2	70,0	70,6	65,7	65,2	-0,8
Видимое потребление	14,7	14,7	16,7	20,2	20,6	15,1	20,2	19,0	-5,7
Объем переработки на НПЗ	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	17,0	17,9	5,2
Павлодарский НХЗ	4,8	4,6	4,7	5,3	5,3	5,0	5,4	5,5	1,4
Шымкентский НПЗ	4,5	4,5	4,7	4,7	5,4	4,8	5,2	6,2	20,2
Атырауский НПЗ	4,9	4,8	4,7	5,3	5,4	5,0	5,5	5,2	-4,6
Другие объекты	0,4	0,6	0,7	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	2,9
Прочее потребление**	0,3	0,2	1,8	3,8	3,6	-0,7	3,1	1,1	-64,6

Примечания: *Официально считается транзитом в Китай или Узбекистан с 2014 г.

**Балансирующая строка (остаток): включает объем переработки на других (мини) НПЗ, потери на промысле (месторождении) и при транспортировке (в т.ч. при стабилизации конденсата), изменения в запасах, прямое использование сырой нефти и др.

Источник: S&P Global Commodity Insights, данные государственной статистики по торговле, Министерство энергетики РК. 2023 S&P Global.

1 Дополнительная информация представлена в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* (Глава 3).

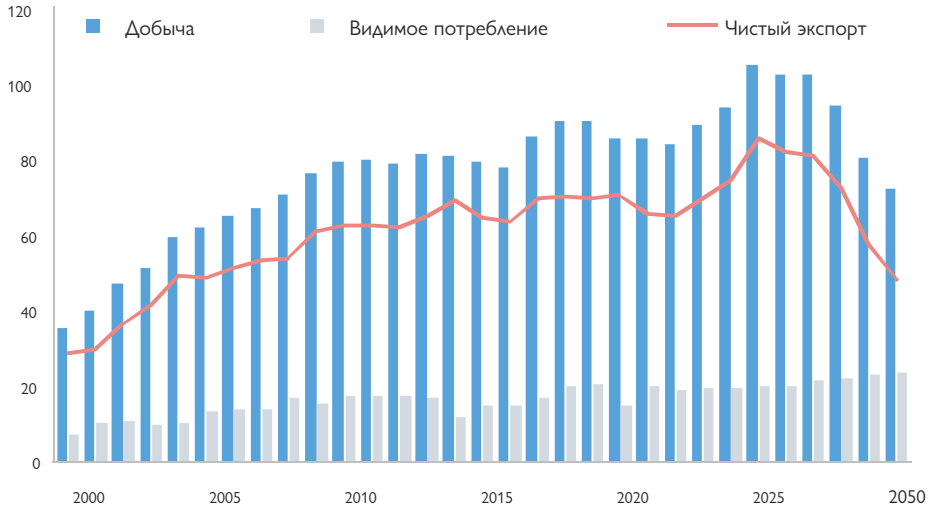
Судя по основным индикаторам за 2023 год, добыча нефти, ее экспорт и внутренний спрос на нефтепродукты в Казахстане в текущем году вырастут в годовом исчислении – тем самым обратив вспять наблюдавшуюся в 2022 году тенденцию к снижению – тогда как переработка на НПЗ продолжит демонстрировать несколько вялую динамику. Согласно базовому сценарию S&P Global, добыча нефти в Казахстане продолжит расти как в 2024 году, так и в 2025 году, после чего перейдет в фазу медленного, но неуклонного спада, в результате чего объем добычи жидких углеводородов в стране в 2050 году снизится примерно на 14% по сравнению с 2022 годом. Львиная доля добываемой нефти по-прежнему будет уходить на экспортные рынки, однако в более долгосрочной перспективе объемы чистого экспорта сократятся (параллельно со снижением совокупной нефтедобычи), упав на 26% в течение прогнозного периода, тогда как видимый внутренний спрос на нефть повысится на 25,0%. В результате доля совокупного объема добычи, направляемая на экспортные рынки, снизится с 77,4% в 2022 году примерно до 67% в 2050 году (см. Рисунок 5.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз до 2050 г.»).

Около 95% казахстанских запасов нефти/конденсата сосредоточены на западе страны в трех нефтегазоносных бассейнах – Прикаспийском, Мангышлакском и Северо-Устюртском. Основной нефтедобывающий регион Казахстана приходится на северо-запад страны: два крупнейших действующих месторождения – Тенгиз и Кашаган – расположены в Атырауской области (точнее, Кашаган находится на шельфе Каспийского моря примерно в 80 км от берега), а третье по величине месторождение – Карачаганак – в Западно-Казахстанской области вблизи границы с Россией. В 2022 году эта «большая тройка» месторождений в совокупности обеспечила 63,1% от всего объема казахстанской добычи.

Менее крупные месторождения на западе и в других регионах страны экспортируют некоторую долю добываемых ими объемов, а также снабжают сырьем казахстанские нефтеперерабатывающие предприятия. В Казахстане имеются три крупных НПЗ и 19 мини-НПЗ, которые расположены в разных частях страны. В 2022 г. 94,4% от совокупного объема переработки нефти в Казахстане пришлось на три основных завода – Атырауский, Павлодарский и Шымкентский – которые расположены соответственно на северо-западе (Атырауская область), северо-востоке (Павлодарская область) и юге (Южно-Казахстанская область) (См. Рисунок 5.2 «Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)»).

Корпоративная структура казахстанской нефтяной промышленности существенно различается в зависимости от сегмента (имеются в виду сегменты разведки и добычи, хранения и транспортировки, а также переработки и сбыта). В том, что касается динамики добычи и экспортных поставок нефти, доминирующие позиции принадлежат консорциумам под руководством МНК, ведущим разработку месторождений Тенгиз (ТОО «Тенгизшевройл» [ТШО][2]), Кашаган («Норт Каспиан Оперейтинг Компани» [НКОК][3]) и Карачаганак («Карачаганак Петролиум Оперейтинг Компани Б.В.» [КПО][4]). В свою очередь, крупнейшим единичным игроком нефтяной промышленности среди компаний в Казахстане является национальная нефтегазовая компания «КазМунайГаз» (КМГ) – владелец большинства ключевых активов по всей цепочке создания стоимости в данной отрасли. КМГ принадлежат значительные миноритарные доли в каждом из «большой тройки» проектов, но основная часть добываемой компанией нефти приходится на полностью принадлежащие КМГ дочерние структуры, которые ведут добычу главным образом на зрелых месторождениях на суше.

Рисунок 5.1 Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз до 2050 г. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

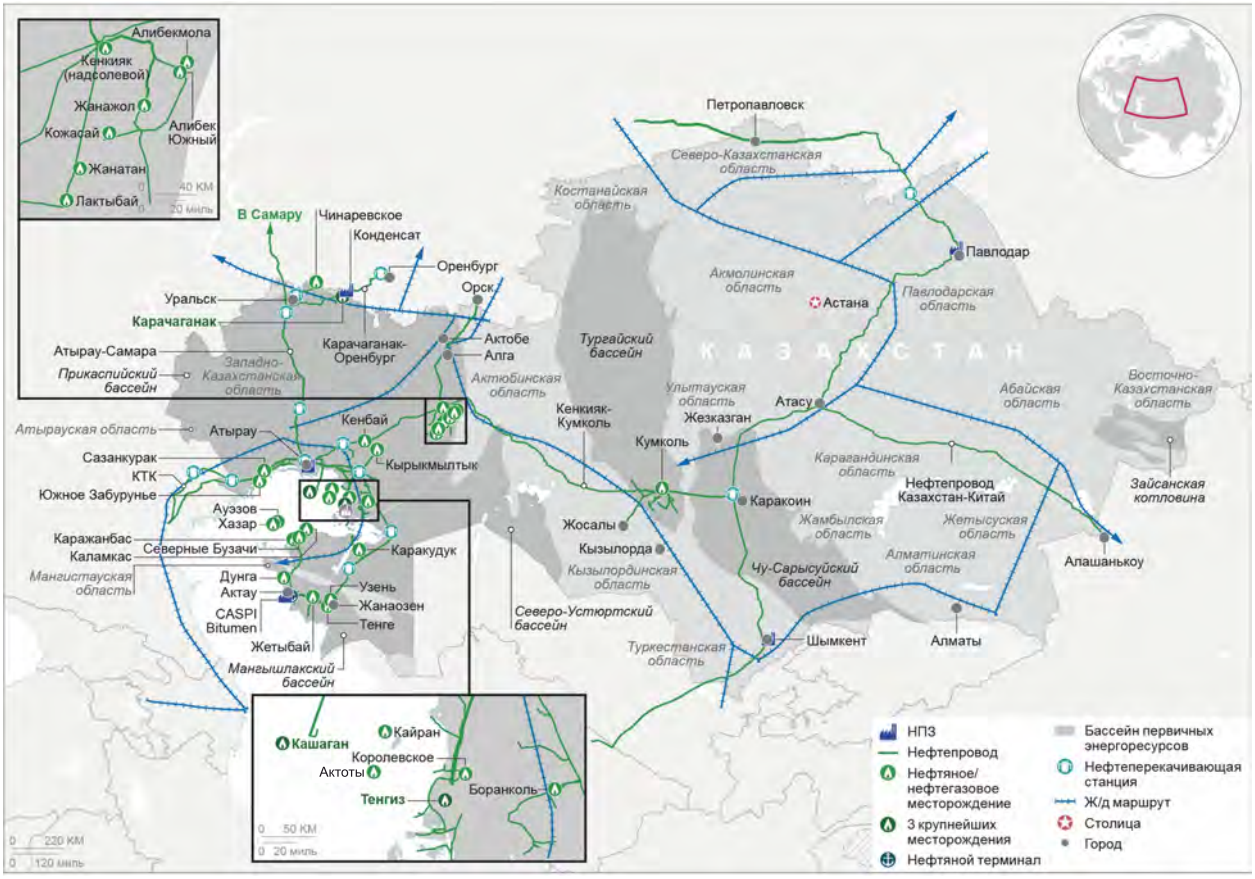
© 2023 S&P Global.

2 Партнерами в рамках консорциума ТШО являются Chevron (50%), ExxonMobil Kazakhstan (25%), КМГ (20%) и ЛУКОЙЛ (5%).

3 В консорциум НКОК входят КМГ (16,88%); Shell, TotalEnergies, Eni и ExxonMobil (с долями по 16,81%); а также CNPC (8,33%) и Inpex (7,56%).

4 Акционерами КПО являются Shell и Eni (с долями по 29,25%), а также Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и КМГ (10%).

Рисунок 5.2 Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)



Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2009695.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

В ведении одной из дочерних структур КМГ – АО «КазТрансОйл» (КТО) – находится значительная часть транспортировки сырой нефти в Казахстане. Помимо этого, КМГ владеет контрольным пакетом акций Павлодарского НХЗ и Атырауского НПЗ, а также долей в размере 49,72% в Шымкентском НПЗ, мажоритарным собственником которого является Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC). По имеющимся оценкам, в 2022 году на долю КМГ пришлось 26% от совокупного объема добычи нефти, 53% от совокупного объема транспортировки нефти (включая как магистральные нефтепроводы, так и морские перевозки) и 84% от совокупного объема переработки нефти в Казахстане (см. Таблицу 5.2 «КМГ: активы и результаты деятельности за 2022 г. в нефтяной отрасли (основные примеры)»).[5]

5 Годовой отчет КМГ за 2022 год, стр. 38, https://www.kmg.kz/en/investors/reporting/ [https://www.kmg.kz/ru/investors/reporting/].

Таблица 5.2 КМГ: активы и результаты деятельности за 2022 г. в нефтяной отрасли (основные примеры)

Добыча			Транспортировка			Переработка		
Добывающая компания	Доля участия КМГ, %	Добыча в 2022 г., млн т (доля КМГ)	Актив	Доля участия КМГ, %	Транспортировка в 2022 г., млн т (доля КМГ)	НПЗ	Доля участия КМГ, %	Объем переработки в 2022 г., млн т (доля КМГ)
Производственные активы			Нефтепровод			Основные НПЗ		
Озенмунайгаз	100	5,1	КТО	90	40,7	Атырауский НПЗ	100	5,2
Эмбамунайгаз	100	2,6	ККТ	50	9,6	Павлодарский НХЗ	100	5,5
Мангистаумунайгаз	50	3,0	МунайТас	51	2,9	ПКОП	50	3,1
Казгермунай	50	0,7	КТК	21	12,2	Мини-НПЗ		
Каражанбасмунай	50	1,1	Морской флот			Caspi Bitum	50	0,5
ПетроКазахстан	33	0,6	Казмортрансфлот	100				
Казахойл Актобе	50	0,3	Каспийское море		0,6			
Казахтуркмунай	100	0,4						
Урихтау Оперейтинг	100	0,04						
Мега-проекты								
Тенгизшевройл	20	5,8						
КМГ Кашаган	17	1,4						
КМГ Карачаганак	10	1,0						

Примечания: КТО = КазТрансОйл, ККТ = Казахстанско-Китайский Трубопровод, КТК = Каспийский Трубопроводный Консорциум, ПКОП = ПетроКазахстан Ойл Продактс (Шымкентский НПЗ).

Указан консолидированный объем транспортировки нефти (т.е. включающий объемы каждой отдельной трубопроводной компании). Транспортировка части объемов нефти может осуществляться двумя или тремя трубопроводными компаниями, и эти объемы соответственно учитываются более одного раза.

К другим ключевым активам КМГ, деятельность на которых ведется за пределами Казахстана, относятся Батумский нефтяной терминал в Грузии (доля участия 100%), НПЗ Petromidia и Vega в Румынии (контрольные пакеты акций), а также флот Казмортрансфлота в Чёрном море.

Источник: S&P Global Commodity Insights, КМГ. © 2023 S&P Global.

5.3 Разведка и добыча

5.3.1 Динамика ресурсной базы (запасов) и разведки

Казахстан располагает богатыми ресурсами нефти, включая несколько крупных открытых месторождений и перспективы обнаружения значительных запасов в будущем – особенно на каспийском шельфе страны. По состоянию на 1 января 2023 года официально заявленный объем извлекаемых запасов нефти в Казахстане по категории A+B+C1 (которая считается примерно соответствующей категории доказанных и вероятных запасов согласно международной классификации) составлял около 3,25 млрд т (см. Таблицу 5.3 «Запасы нефти в Казахстане по категориям A, B, C1 и C2 по состоянию на 1 января 2023 г.»).[6] Это на 0,9% меньше по сравнению с объемом запасов по категории A+B+C1, зарегистрированным в начале 2022 г.

Согласно оценкам S&P Global, по состоянию на конец 2022 года остаточные доказанные и вероятные запасы сырой нефти и конденсата в Казахстане составляли около 3,48 млрд т (26,72 млрд барр.).[7] Этот объем существенно не отличается от нашего оценочного показателя на 2020 год, приведенного в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год,* поскольку с тех пор (а по сути с 2000 года – с момента открытия Кашагана) не было обнаружено крупных месторождений, однако корректировок и открытых небольших активов оказалось достаточно для замещения добычи в целом. Одной из примет времени в последние годы – во всяком случае, в Казахстане – становится сокращение расходов компаний на геологоразведку. Инвестиции недропользователей в геологоразведочную деятельность в Казахстане за 2020-22 гг. сократились на 25% по сравнению с периодом 2017-19 гг., в сумме за последние три года составив около 314,4 млрд тенге (0,7 млрд долл.). Ожидается, что в 2023 году КМГ потратит на разведку нефтегазовых месторождений лишь около 84,7 млрд тенге (190 млн долл.). Одним из проектов этого года является бурение разведочной скважины глубиной 5,5 км в палеозойских отложениях в Кызылординской области.

При этом важной вехой в сфере геологоразведочных работ в 2021-22 гг. стала реализация 1-го этапа проекта «Евразия», целью которого является изучение глубинного строения Прикаспийской впадины. 1-й этап заключался в подготовке (за счет государственного финансирования на сумму 6 млн долл.) отчета в соответствии с международными стандартами, предполагающего сбор и повторную интерпретацию [переинтерпретацию] геолого-геофизических данных консорциумом во главе с казахстанским научно-производственным центром ТОО «НПЦ «ГЕОКЕН». Завершение 1-го этапа (начавшегося в марте 2021 г. и окончившегося в ноябре 2022 г.) закладывает концептуально основу для более капиталоемких проектных работ: 2-го этапа (сроком 2,5 года), включающего региональные сейсморазведочные работы, расчетная стоимость которого составляет 150 млн долл.; а также 3-го этапа (сроком 3 года), включающего бурение скважины глубиной 15 км, расчетная стоимость которого составляет 350 млн долл. Следующие этапы предполагается финансировать из отраслевых

6 Все показатели в тоннах (т) в настоящей главе означают метрические тонны.

7 S&P Global Commodity Insights, Upstream Intelligence / Annual Review, *CIS Kazakhstan Annual Review 2022*, February 2023 [S&P Global Commodity Insights, Экспертные сведения о разведке и добыче / Годовой обзор, *«Годовой обзор по СНГ за 2022 г.: Казахстан»*, февраль 2023 г.]. Согласно данным подготовленного Энергетическим институтом «Статистического обзора мировой энергетики» [Energy Institute Statistical Review of World Energy], по состоянию на конец 2020 года – ближайшего года, за который вышеуказанная организация опубликовала такие данные – объем доказанных запасов в Казахстане составлял 3,9 млрд т (30,0 млрд барр.): https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads.

Таблица 5.3 Запасы нефти в Казахстане по категориям A, B, C1 и C2 по состоянию на 1 января 2023 г. (млн т)

	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Сырая нефть	2 943	1 458	4 401
Конденсат	312	88	400
Всего	3 255	1 546	4 801

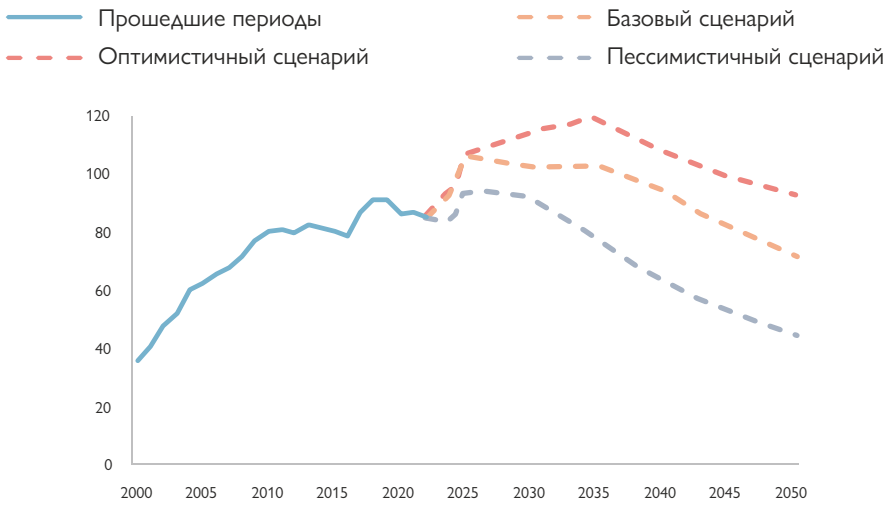
Источник: Данные недропользователей. © 2023 S&P Global.

источников, однако они пока конкретно не определены, в связи с чем график дальнейшей деятельности по проекту остается неясным.[8]

5.3.2 Текущие тенденции и прогноз добычи

Объем добычи нефти в Казахстане в 2020 году составил 85,7 млн т (1,80 млн барр. в сутки), в 2021 году – 85,9 млн т (1,81 млн барр. в сутки), а в 2022 году – 84,2 млн т (1,77 млн барр. в сутки). В соответствии с нашим базовым сценарием, в 2023 году добыча в стране возвращается на траекторию роста в годовом исчислении, несмотря на возникшие в этом же году новые ограничивающие факторы. К таким факторам, в частности, относятся принятое Казахстаном в апреле 2023 года обязательство по дополнительному сокращению объемов производства сырой нефти в рамках договоренности ОПЕК+, а также перебои с подачей электроэнергии (особенно летом 2023 года), которые негативно отразились на работе целого ряда месторождений.[9] Ожидается, что добыча нефти в Казахстане выйдет на максимальный уровень на отметке 105,4 млн т (2,23 млн барр. в сутки) уже в 2025 году, после чего будет медленно снижаться – до 72,1 млн т (1,51 млн барр. в сутки) в 2050 году. В соответствии с нашим альтернативным (оптимистичным) сценарием объем добычи в стране достигнет максимума на отметке 118,9 млн т (2,51 млн барр. в сутки) в 2035 году, а затем снизится до 92,7 млн т (1,94 млн барр. в сутки) в 2050 году; тогда как при пессимистичном сценарии максимум составит всего 94,2 млн т (1,99 млн барр. в сутки) в 2025 году, а спад произойдет до 44,3 млн т (924 000 барр. в сутки) в 2050 году (см. Рисунок 5.3 «Прогноз добычи нефти в Казахстане

Рисунок 5.3 Прогноз добычи нефти в Казахстане при разных сценариях (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии). © 2023 S&P Global.

8 Потенциальными участниками проекта являются КМГ, Eni, «Роснефть», CNPC, SOCAR [ГНКАР] и NEOS Geosolutions (в соответствии с меморандумом о взаимопонимании, подписанным между этими компаниями и правительством Казахстана в июне 2017 г.).

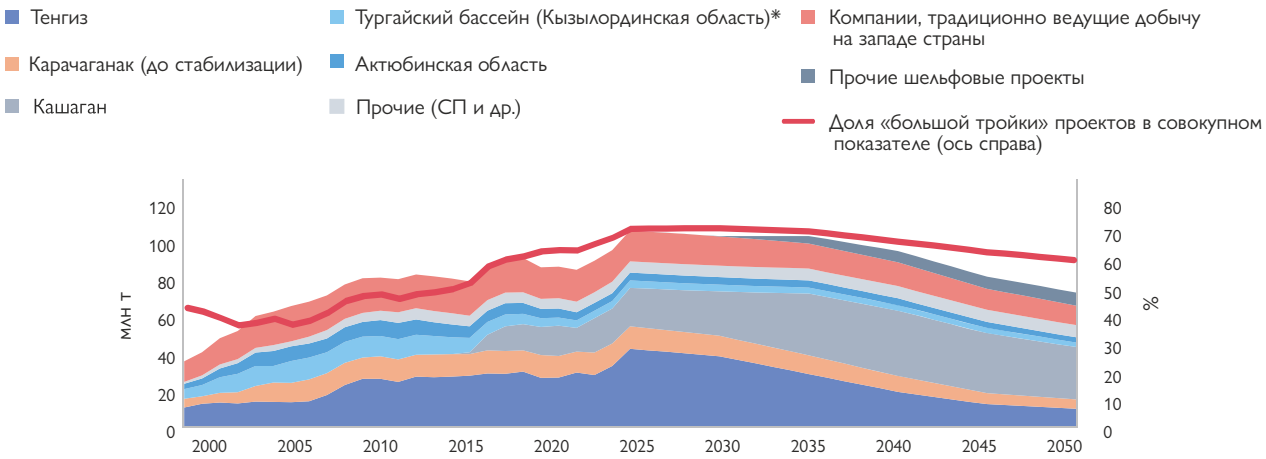
9 В 2023 году аварийные отключения электроэнергии часто осложняли разведочно-добывающую деятельность КМГ еще до июля месяца. В частности, по имеющейся информации, на объектах основной дочерней добывающей компании КМГ – АО «Озенмунайгаз» – за первые шесть месяцев указанного года произошли 11 таких отключений, что привело к остановке 13 000 скважин. См. S&P Global Commodity Insights, Platts European Power Daily, *Kazakhstan focused on infrastructure weakness after oil, power outages*, July 2023 [S&P Global Commodity Insights, Platts European Power Daily (ежедневные данные по европейской электроэнергетике), *«Внимание Казахстана – после аварийных отключений электроэнергии, отразившихся на нефтяной отрасли – сосредоточено на слабых местах инфраструктуры»*, июль 2023 г.].

при разных сценариях»). Основные предположения оптимистичного сценария включают относительно активную разработку месторождений менее крупными производителями, в совокупности располагающими на данный момент значительной ресурсной базой запасов и существенным добывающим потенциалом, которые могут дополнительно увеличиться, благодаря «новой» добыче за счет деятельности новых производителей и открытия новых месторождений. Основное различие между пессимистичным и базовым сценариями заключается в отсутствии реализации программы расширения в рамках второй фазы проекта Кашаган.[10]

Основными драйверами динамики добычи в стане – особенно в краткосрочной и среднесрочной перспективах – остаются три мега-проекта. Согласно базовому сценарию, доля «большой тройки» проектов в казахстанской нефтедобыче вырастет с 63,1% в 2022 году до максимального уровня на отметке 71,0% в 2029 году – в основном за счет расширения ТШО и НКОК и частичной стабилизации добычи КПО (см. Рисунок 5.4 «Перспективы добычи нефти в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию»). Ожидается, что после 2030 года доля «большой тройки» будет постепенно снижаться и к 2050 году составит около 60%. Свой вклад в нефтедобывающую деятельность в Казахстане – хотя и менее существенный – продолжит вносить целый ряд менее крупных проектов. При этом мы также предполагаем относительно медленный спад добычи на более старых действующих месторождениях (особенно на западе Казахстана) за счет растущего применения новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи (интенси-фикации добычи), которые могут значительно повысить общий показатель коэффициента извлечения нефти по стране в целом. На данный момент (согласно последним данным) среднее значение коэффициента извлечения по всем месторождениям Казахстана в совокупности составляет лишь 0,152, тогда как в соответствии с оценкой правительства Казахстана, основанной на анализе мировой практики, по данному коэффициенту возможно достичь значения около 0,357.[11]

S&P Global также полагает, что принятые Казахстаном в согласовании с другими членами альянса ОПЕК+ обязательства по ограничению объемов производства сырой нефти на оставшуюся часть 2023 года и на 2024 год, по сути, не послужат серьезным фактором сдерживания, и добыча в стране, вероятно, будет находиться на уровне, близком к максимальному показателю располагаемых добывающих мощностей – при условии отсутствия перебоев с экспортными поставками казахстанской нефти транзитом через Россию. На текущий момент ежемесячные объемы добычи сырой нефти в Казахстане в 2023 году, как правило, немного превышали его добровольную квоту в рамках договоренности ОПЕК+ (см. Рисунок 5.5 «Добыча нефти (сырая нефть + конденсат) по месяцам и добыча сырой нефти в процентах от квоты ОПЕК+ в Казахстане»).

Рисунок 5.4 Перспективы добычи нефти в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию



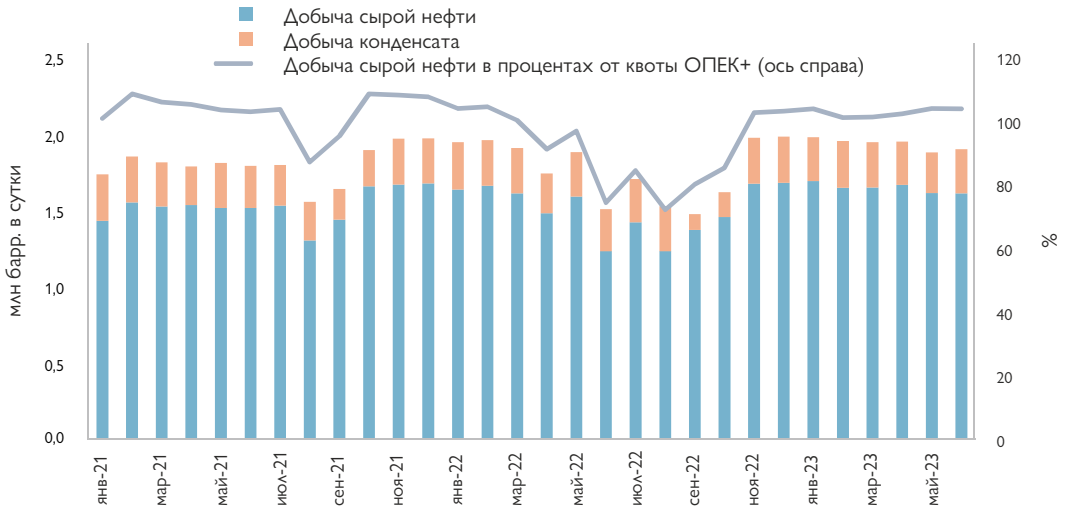
Примечания: *Включает месторождение Амангельды в Жамбылской области.
Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии).

© 2023 S&P Global.

10 Более подробная информация о тенденциях добычи нефти в Казахстане представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Market Briefing, *Eurasian Oil Export Outlook*, April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Краткий обзор рынка, *«Перспективы экспорта нефти в Евразии»*, апрель 2023 г.].

11 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023-2029 годы», https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724.

Рисунок 5.5 Добыча нефти (сырая нефть + конденсат) по месяцам и добыча сырой нефти в процентах от квоты ОПЕК+ в Казахстане



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

В следующих разделах представлен обобщенный обзор ключевых текущих тенденций для основных источников добычи нефти в Казахстане, а также прогноз в отношении их перспектив.

Консорциум по проекту Тенгиз (ТШО)

Проект разработки месторождения Тенгиз остается крупнейшим нефтедобывающим проектом Казахстана с точки зрения объемов – в 2022 году на его долю пришлось 34,6% от совокупного объема добычи нефти в стране. Максимальный годовой показатель добычи в рамках проекта Тенгиз на текущий момент – 29,8 млн т (649 000 барр. в сутки) – был зарегистрирован в 2019 году. В 2020 году добыча сократилась до 26,5 млн т (576 000 барр. в сутки) в результате влияния пандемии COVID-19 на мировой спрос. Затем, в 2021 году, произошло частичное восстановление добычи, за которым последовал более значительный рост в 2022 году – до 29,2 млн т (636 000 барр. в сутки). Согласно нашему базовому сценарию, в 2023 году добыча в рамках проекта ТШО немного снизится, но затем вновь восстановится. Следующий этап наращивания, который будет происходить в 2024-25 гг., обеспечивается Проектом будущего расширения (ПБР), расчетная стоимость которого составляет 46,7 млрд долл. Предполагается, что реализация ПБР позволит увеличить совокупный добывающий потенциал месторождения на 12 млн т в год (260 000 барр. в сутки). Партнеры по консорциуму приняли окончательное инвестиционное решение (ОИР) по вышеуказанному проекту в середине 2016 года. Поступление первой нефти от ПБР ожидается во второй половине 2024 года. После быстрого наращивания добычи за счет новых мощностей до очередной максимальной отметки – 42,0 млн т (915 000 барр. в сутки) в 2025 году – Тенгиз перейдет на траекторию спада, в результате которого, согласно базовому сценарию, добыча на месторождении в 2050 году будет составлять 9,9 млн т (216 000 барр. в сутки). В настоящее время мы предполагаем, что за стабилизацией добычи в рамках проекта Тенгиз на максимальном уровне последует ее длительный и существенный спад, если СП не инвестирует дополнительные средства в торможение данного процесса. При этом одним из принципиально значимых факторов станет решение правительства по поводу проекта в 2033 году, когда истечет срок действия текущего контракта с консорциумом.

Консорциум по проекту Кашаган (НКОК)

В 2022 году добыча на Кашагане снизилась на 21,9% до 12,7 млн т (269 000 барр. в сутки) после произошедшей в августе утечки газа, которая потребовала аварийного ремонта, что негативно отразилось на добывающей деятельности. Ожидается, что восстановление и рост добычи на месторождении Кашаган станет одним из основных драйверов увеличения объема нефтедобычи в Казахстане в целом в 2023 году. Согласно базовому сценарию S&P Global, добыча на Кашагане в этом году составит 18,4 млн т (391 000 барр. в сутки). Текущая программа консорциума по реализации 2-й фазы расширения состоит из двух отдельных проектов, которые в настоящее время находятся на стадии планирования: фазы 2A, предполагающей увеличение добычи нефти до 500 000 барр. в сутки, и фазы 2B, которая позволит еще более существенно нарастить добычу – в целом до уровня около 700 000 барр. в сутки.[12] Будущая траектория добычи на месторождении Кашаган в наших сценариях существенно различается в зависимости от того, как будет складываться реализация 2-й фазы проекта. Наш базовый сценарий предполагает, что это двухэтапное расширение будет продвигаться в целом в соответствии с планом, в результате чего в 2040 году добыча на месторождении выйдет на максимальный уровень

12 S&P Gobal Commodity Insights, Platts Commodity News, *Kazakhstan Kashagan expansion progressing 'well,' amid legal battle*, 16 June 2023 [S&P Gobal Commodity Insights, Platts Commodity News (новости товарно-сырьевых рынков), *«Расширение проекта Кашаган в Казахстане продвигается 'хорошо' в условиях судебного разбирательства»*, 16 июня 2023 г.].

на отметке 35,0 млн т в год (743 000 барр. в сутки), а в 2050 году предположительно составит 28,0 млн т (595 000 барр. в сутки). При оптимистичном сценарии наращивание добычи будет происходить несколько более быстрыми темпами, и ее максимальная отметка составит 36,5 млн т (775 000 барр. в сутки) в 2040 году. С другой стороны, при пессимистичном сценарии 2-я фаза расширения так и не получит одобрения, и добыча увеличится до уровня всего около 22-23 млн т (470 000-480 000 барр. в сутки) за счет некоторого (незначительного по масштабу) дополнительного снятия производственных ограничений, а в 2050 году составит лишь 19,5 млн т (414 000 барр. в сутки).

Консорциум по проекту Карачаганак (КПО)

Годовой валовой объем добычи жидких углеводородов в рамках проекта Карачаганак с 2007 года остается практически неизменным, варьируясь в диапазоне от 11,3 млн т до 12,2 млн т (257 000-278 000 барр. в сутки): в 2019 году он составил 11,3 млн т (257 000 барр. в сутки), после чего в 2020 году вырос до 12,2 млн т (277 000 барр. в сутки), однако затем снизился до 11,5 млн т (262 000 барр. в сутки) в 2021 году и 11,3 млн т (257 000 барр. в сутки) в 2022 году. При добыче жидких углеводородов на месторождении Карачаганак получают в основном газовый конденсат, поэтому ограничения в рамках договоренности ОПЕК+ не распространяются на его работу. Примерно 18-19% изначально добываемых в рамках проекта объемов теряется в процессе стабилизации (которая теперь полностью происходит непосредственно на месторождении, хотя ранее она частично осуществлялась в России), что значительно снижает размер возможных поставок жидких углеводородов по трубопроводу [на внутренний рынок] или на экспорт. Четвертая технологическая линия стабилизации конденсата проекта Карачаганак (предусмотренная второй фазой его расширения), которая была построена в 2010 году, позволила увеличить мощность проекта в плане возможности прямого экспорта до 10,3 млн т (234 000 барр. в сутки) жидких углеводородов (после стабилизации). В целях поддержания добычи в 2018 году стартовал проект снятия производственных ограничений по газу, реализация которого завершилась в марте 2021 года. В декабре 2020 года в порядке общего мирного урегулирования был окончен многолетний спор между КПО и правительством Казахстана по поводу методики распределения нефтяной прибыли, предусмотренной заключенным в 1997 году соглашением о разделе продукции. Это урегулирование, в свою очередь, открыло путь к реализации крупного проекта, направленного на поддержание добычи жидких углеводородов на уровне 10-11 млн т в год (215 000-237 000 барр. в сутки) в более долгосрочной перспективе за счет увеличения объемов обратной закачки газа. Проект носит название ПРК-1А, и его завершение намечено на 2025 год.[13] Тем не менее, согласно нашему базовому сценарию, примерно в это же время валовая добыча на месторождении Карачаганак выйдет на траекторию долгосрочного спада и будет постепенно снижаться, составив 5,0 млн т (114 000 барр. в сутки) в 2050 г.

Другие существующие источники добычи

- ***Компании, традиционно ведущие добычу на западе Казахстана.*** В эту категорию источников добычи (которая не равнозначна добыче на территории Западно-Казахстанской области) входят объемы пяти нефтедобывающих предприятий, являющихся наследниками советской эпохи, включая полностью принадлежащие КМГ дочерние компании АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». На протяжении оставшейся части прогнозного периода на этой зрелой группе активов продолжится начавшееся в 2006-07 гг. общее снижение объемов добычи (которое, однако, будет медленным). Хотя за превышающим средний показатель сокращением добычи в 2020-21 гг. последовал небольшой рост в 2022 году – до 17,0 млн т (324 000 барр. в сутки) – базовый сценарий предполагает, что в 2023 году совокупный объем добычи на данной группе объектов снова начнет снижаться и в 2050 году составит 10,5 млн т (200 000 барр. в сутки). Тем не менее, темпы этого спада можно затормозить за счет своевременного принятия целого ряда мер, которые в настоящее время находятся на стадии реализации или планирования. В частности, программа КМГ, призванная замедлить или обратить вспять спад добычи на зрелых месторождениях, предполагает сочетание таких методов как гидроразрыва пласта, горизонтальное бурение, закачка пара и закачка полимера. КМГ также рассматривает возможность увеличения нефтеотдачи выработанных нефтяных пластов за счет закачки CO_2 в рамках проекта по улавливанию, использованию и хранению углерода (CCUS) в контексте Программы низкоуглеродного развития компании на 2022-31 гг.[14]
- ***Актюбинская область.*** Начиная с 2013 года, добыча в области в целом снижалась и в 2022 году составила 4,5 млн т (95 000 барр. в сутки); ожидается дальнейшее сокращение добычи по сравнению с текущими показателями, в результате чего в 2050 году она составит 2,8 млн т (59 000 барр. в сутки).
- ***Тургайский бассейн (Кызылординская область).*** Добыча в данном регионе с 2007 года медленно падала до уровня 4,0 млн т (84 000 барр. в сутки) в 2022 году; прогнози-руется ее дальнейшее снижение до 2,4 млн т (51 000 барр. в сутки) в 2050 году.
- ***Прочие (СП и др.).*** Сырая нефть, добываемая на объектах данной категории, включает все объемы добычи нефти на суше всеми другими производителями. Сюда входят проекты, реализуемые в основном небольшими совместными предприятиями и другими международными независимыми компаниями. В 2022 году к данной категории относилось более 50 добывающих предприятий. Такие проекты расположены преимущественно на западе Казахстана (в основном в Атырауской и Мангистауской областях, но один из них находится в Западно-

13 S&P Global Commodity Insights, Insight, *Karachaganak partners and Kazakhstan finally resolve their long-standing dispute*, December 2020 [S&P Global Commodity Insights, Аналитический обзор, *«Партнеры по проекту Карачаганак и Казахстан наконец урегулировали давний спор»*, декабрь 2020 г.].

14 КМГ начал скрининг имеющихся в портфеле компании месторождений с целью выбора резервуаров для закачки CO_2, и, по предварительным данным, наиболее подходящими для этой цели являются участки АО «Озенмунайгаз» (дочерней структуры КМГ). КМГ также стремится перенять опыт в сфере CCUS (улавливания, использования и хранения углерода), имеющийся у компании Chevron, с которой в июне 2022 года был подписан меморандум о взаимопонимании в целях совместного изучения потенциальных возможностей в области снижения выбросов углерода в Казахстане.

Казахстанской области и еще один – в Восточно-Казахстанской области), и объем их добычи в последние годы составляет около 5,3-6,0 млн т (102 000-115 000 барр. в сутки). Хотя добыча на данной категории объектов в 2019-20 гг. в целом сократилась, в 2021-22 гг. произошло ее частичное восстановление, в результате чего в 2022 году она составила 5,6 млн т (108 000 барр. в сутки). Базовый сценарий предполагает, что объем добычи этих производителей в долгосрочной перспективе несколько увеличится, достигнув максимума на отметке 6,6 млн т (127 000 барр. в сутки) в 2045 году, а в 2050 году составит 6,5 млн т (125 000 барр. в сутки).

Разработка шельфовых (морских) месторождений после Кашагана

В течение прогнозного периода вероятно появление новых шельфовых (морских) источников добычи помимо месторождения Кашаган, чему отчасти способствуют произошедшие в последние годы позитивные изменения в сфере регулирования – в частности, принятие правительством в 2021 году решения об отмене экспортных пошлин на сырую нефть, добываемую в рамках новых морских проектов, а также введение в действие в 2023 году нормативно-правовой и налоговой базы в целях внедрения механизма Улучшенного модельного контракта (УМК) для сложных проектов разведки и добычи. Однако, несмотря на эти позитивные сдвиги в политике, целый ряд значимых фискальных рисков и иных рисков негеологического характера не теряют своей остроты и продолжают отрицательно сказываться на привлекательности проектов разработки новых морских активов для внешних инвесторов.[15]

Добыча на таких новых морских месторождениях будет зависеть от целого комплекса геологических факторов и инвестиционных условий, причем диапазон возможного развития событий весьма широк. Наш прогноз предполагает некоторые успехи в разведке, но без открытия месторождений, сравнимых по масштабу с Кашаганом. В соответствии с базовым сценарием, добыча на данной категории объектов начнется с 2030 года, а среди ее ключевых источников будет пересмотренный проект Каламкас-море/Хазар, который в настоящее время продвигается по пути к реализации в рамках совместного предприятия КМГ и ЛУКОЙЛа на условиях УМК. Однако в целом ожидается, что разведка и добыча на казахстанском шельфе после Кашагана будет идти довольно медленно. Об этом, в частности, свидетельствует ситуация с другим СП между КМГ и ЛУКОЙЛом – на структуре Женис – бурение первой разведочной скважины в рамках которого в 2023 году не увенчалось успехом; впоследствии партнеры объявили, что закрывают проект и возвращают лицензионный участок государству. Соответственно, базовый сценарий предполагает ограниченный совокупный рост добычи на морских объектах помимо Кашагана: в 2050 году она составит лишь 7,0 млн т (149 000 барр. в сутки).

5.3.3 Разработка нормативных правовых актов, регулирующих деятельность в сфере разведки и добычи

В последнее время Казахстан предпринял важные шаги по рационализации аспектов политики в финансово-налоговой сфере и в сфере недропользования, которые препятствуют инвестициям в разведку и добычу. В частности:

- в 2016 году вместо бессистемного и непрозрачного подхода к налогообложению экспорта стала применяться ясная формула расчета вывозной таможенной пошлины на нефть по прогрессивной шкале с привязкой к мировым ценам нефти;
- в 2018 году введен в действие Кодекс «О недрах и недропользовании», пришедший на смену одноименному закону и оптимизировавший порядок проведения аукционов на предоставление права недропользования;
- внесенные примерно в то же время изменения и дополнения в Налоговый кодекс обеспечили новые фискальные стимулы для ряда инвестиций в разведку и добычу, включая введение альтернативного налога на недропользование (АНН) для отдельных проектов, требующих применения сложных технологий;
- в 2022 году поправкой к Кодексу «О недрах и недропользовании» было введено понятие «нетрадиционные углеводороды» (включая «сланцевую нефть»), что упростило учет и разработку запасов этих категорий; в начале 2023 года было принято законодательство по УМК, обеспечивающее целый ряд новых стимулов, включая дополнительные налоговые льготы для сложных проектов;
- а также в 2020-23 гг. в Казахстане шло внедрение и развитие текущей процедуры электронных (онлайн) аукционов на участки недр для осуществления разведки и добычи.[16]

5.3.3.1 Улучшенный модельный контракт (УМК)

В начале 2023 года было завершено внесение изменений и дополнений в соответствующие законодательные акты Республики Казахстан в связи с введением УМК – нового варианта контракта на недропользование. Механизм УМК нацелен на повышение конкурентоспособности и создание условий для привлечения дополнительных инвестиций в

15 Острота рисков негеологического характера в очередной раз проявилась в апреле 2023 года, когда Казахстан решил начать арбитражное разбирательство против консорциумов НКОК и КПО, претендуя на то, что в соответствии с соглашениями о разделе продукции, действующими в отношении этих проектов, доля государства в получаемой прибыли должна быть выше (общая сумма иска исчисляется в миллиардах долларов). См. S&P Global Commodity Insights, Energy Technical Report, *Kazakhstan Sues Operators of Karachaganak and Kashagan,* April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Технический обзор по энергетике, *«Казахстан подает в суд на операторов проектов Карачаганак и Кашаган»,* апрель 2023 г.].

16 Дополнительная аналитическая информация о нормативных правовых актах в области недропользования, фискальных реформах и сохраняющихся проблемах за 2017-21 гг. представлена в *Национальном Энергетическом Докладе за 2017 год* (стр. 69-73 [в русскоязычной версии: 83-88]), в *Национальном Энергетическом Докладе за 2019 год* (стр. 56-58 [в русскоязычной версии: 70-73]), а также в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* (стр. 93-99 [в русскоязычной версии: 102-104]).

Рисунок 5.6 Ставки АНН для сложных морских проектов в сравнении с другими проектами



Источник: S&P Global Commodity Insights, Налоговый кодекс РК (Статья 768). © 2023 S&P Global.

геологоразведку сложных добывающих активов; он применяется к морским и газовым проектам, а также к сложным проектам на суше. УМК предполагает предоставление ряда стимулов (или «преференций»), свидетельствующих о том, что власти Казахстана осознают особую сложность разработки месторождений углеводородов, на которые распространяется данный механизм. Возможность применения УМК определяется с учетом технических характеристик или географического положения месторождений (морские, подсолевые, геологические бассейны с недоказанными запасами т.п.). К весомым стимулам, которые предусмотрены в рамках УМК, относятся гарантии стабильности предоставляемого пакета фискальных и регуляторных преференций, включая сниженные ставки АНН для сложных морских месторождений (см. Рисунок 5.6 «Ставки АНН для сложных морских проектов в сравнении с другими проектами»), применение специальных норм амортизации по затратам, понесенным до начала добычи, возможность зашиты прав в международном арбитраже и менее строгие требования относительно поставок сырой нефти на внутренний рынок.[17]

Тем не менее, результаты выполненного S&P Global анализа показывают, что условия УМК, возможно, не вполне обеспечивают стимулы для новых инвестиций в разведку и добычу в масштабах, необходимых Казахстану – особенно с учетом сложившейся инфляционной среды и геополитической обстановки – и в текущем механизме УМК, по сути, сохраняются некоторые проблемные аспекты типового (существующего) модельного контракта (контракта на недропользование), который используется для менее сложных месторождений: в частности, оба вида контрактов содержат недостаточно ясные и прозрачные формулировки – например, в отношении требований к местному содержанию. В этой связи S&P Global полагает, что механизм УМК не в полной мере способствует устранению ряда препятствий, которые продолжают отрицательно сказываться на привлекательности проектов, входящих в его сферу действия, для внешних инвесторов, включая аспекты как: налоги общего характера; экологические и общие нормативно-правовые (регуляторные) условия, которые не являются «фиксированными» и стабильными на протяжении всего срока реализации и эксплуатации проекта; обременительные требования к местному содержанию в части рабочей силы, оборудования и услуг (которые представляются не вполне нелогичными, учитывая что разработка многих сложных месторождений требует применения международного экспертного потенциала самого высокого уровня); постоянные жесткие административные требования (например, в отношении ежегодной сдачи отчетности по рабочей программе); возложение на компании обязанности нести «посторонние» расходы на социально-экономические нужды регионов, где они ведут свою деятельность; а также необходимость выплаты подписного бонуса.

5.3.3.2 Электронные аукционы

Начиная с 2020 года в Казахстане проводятся электронные (онлайн) аукционы на предоставление прав недропользования для осуществления разведки и добычи – после внесения изменений и дополнений в Кодекс «О недрах и недропользовании», разрешающих эту процедуру – на которые выставляются участки в основных нефтегазоносных бассейнах страны. На данный момент было проведено шесть таких электронных аукционов: один в 2020 году, два в 2021 году, два в 2022 году и (пока) один в 2023 году (второй запланирован на 20 октября 2023 г.). Однако, как отмечалось в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год*, результаты первых аукционов 2020-21 гг. не оправдали ожиданий, поскольку ключевые крупные международные компании не приняли в них участия. При этом ни в электронных аукционах 2022 года, ни в первом аукционе 2023 года, состоявшемся в июле, МНК

17 Более подробная информация об условиях УМК представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Insight, *Kazakhstan's long-awaited Improved Model Contract for hydrocarbon exploration and production signed into law: Have conditions improved enough to spur new upstream exploration?* March 2023 [S&P Global Commodity Insights, Аналитический обзор, *«В Казахстане утвержден в законодательном порядке давно ожидаемый механизм улучшенного модельного контракта на разведку и добычу углеводородов: достаточно ли такого улучшения условий для стимулирования новых геологоразведочных проектов?»*, март 2023 г.].

также не участвовали, хотя в ходе декабрьского аукциона 2022 года поступило заявление от одной из ведущих иностранных ННК – Sinopec (которая в итоге получила права на участок для проведения геологоразведки в Прикаспийском бассейне на территории Мангистауской области). Представляется, что основной предпосылкой к расширению числа участников электронных аукционов – особенно иностранных инвесторов – остается более планомерная и последовательная реформа нормативно-правового режима, регулирующего деятельность по разведке и добыче в Казахстане, включая устранение упомянутых выше препятствий, которые во многом оказывают ограничивающее воздействие на инвестиции в рамках УМК.

Основные общие результаты электронных аукционов, состоявшихся на сегодняшний день, можно подытожить следующим образом (см. Таблицу 5.4 «Сравнение электронных аукционов Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи в 2020-23 гг. (ключевые показатели)» и Таблицу 5.5 «Результаты электронного аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи от 12 июля 2023 г.»):

- ***На данный момент через аукцион в электронном формате реализовано около 70 месторождений / участков недр, однако количество отмен – в основном из-за недостаточного количества участников – было еще больше.*** Например, из 56 месторождений углеводородов, первоначально предложенных Министерством энергетики перед июльским аукционом 2023 года, инвесторы в итоге подали заявления только на 9.
- ***Более 60% участков недр / месторождений, на которые были предоставлены права недропользования, расположены в Прикаспийском бассейне.*** На данный момент на Прикаспийский бассейн приходится 43 объекта, по которым были получены такие права; следующие позиции по данному показателю на сегодняшний день занимают Мангышлакский бассейн (7), Тургайский бассейн (4) и Северо-Устюртский бассейн (4).
- ***Средняя площадь участков недр / месторождений, которые выставлялись на аукцион, составляет около 1 100 км^2.*** На текущий момент самым крупным по площади среди объектов, на которые были предоставлены права недропользования, является участок Сагыз в Прикаспийском бассейне (выставленный на аукцион в декабре 2020 года) – его территория составляет почти 5 000 км^2 (охватывая части Атырауской и Актюбинской областей), а самым небольшим – месторождение Алашказган в Прикаспийском бассейне (выставленное на аукцион в ноябре 2021 года) площадью всего 0,31 км^2 (на территории Актюбинской области).
- ***Совокупная стоимость объектов, на которые были предоставлены права по результатам аукционов, составляет 304 млн долл. (здесь учитываются случаи, когда сумма контрактов раскрывалась), а средняя сумма контракта составляет 5 млн долл.*** Самый крупный по сумме контракт, по имеющимся на данный момент сведениям, был заключен на участок Забурунье в Прикаспийском бассейне (Атырауская область) на сумму около 67 млн долл., права на который получило ТОО «Сарайшык Петролеум» в ноябре 2021 года.

Таблица 5.4 Сравнение электронных аукционов Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи в 2020-23 гг. (ключевые показатели)

Показатель	Дек. 2020	Апр. 2021	Нояб. 2021	Июль 2022	Дек. 2022	Июль 2023	Суммарные и средние значения (все аукционы)
Количество завершенных аукционов*	5	8	14	13	20	9	69
Количество контрактов по бассейну							
Прикаспийский	5	7	6	4	14	7	43
Тургайский		1	4				5
Северо-Устюртский			1	1	2		4
Мангышлакский			1	2	2	2	7
Сырдарьинский			1				1
Западно-Сибирский			1				1
Устюрт-Бузашинский				2	1		3
Южно-Тургайский				4			4
Волго-Уральский					1		1
Средняя контрактная площадь лицензионного участка, км^2	3 014	280	906	756	992	482	1 072
Примерные суммы контрактов**							
Средняя сумма финальных контрактов (по объявленным результатам аукционов), млн долл.	6	4	11	3	3	5	5
Общая сумма финальных контрактов (по объявленным результатам аукционов), млн долл.	28	19	146	27	60	24	304

Примечания: *Аукционы, которые были проведены в соответствии с планом и результаты которых не были впоследствии отменены из-за неуплаты участником предусмотренного бонуса в установленный срок или по иным причинам.

**Заявленные суммы по контрактам без оговорок о возможном изменении общей суммы с учетом работ по проекту, произвести расчёт по которым на момент проведения аукциона не представляется возможным; один контракт (в рамках аукциона, состоявшегося в апреле 2021 года) включал такую оговорку.

Источник: S&P Global Commodity Insights, Министерство энергетики РК.

© 2023 S&P Global.

Таблица 5.5 Результаты электронного аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи от 12 июля 2023 г.

№	Наименование участка недр (месторождения)	Бассейн	Область	Площадь ($км^2$)	Финальный подписной бонус (долл.)	Отличие от стартового подписного бонуса (%)	Требования по объемам и видам работ	Оценочная стоимость (долл.)	Победитель
1	Участок Кожа Южный	Прикаспийский	Атырауская	25	56 572	145%	1) Бурение – 1 скважина	2 500 000	ТОО «PetroGas WK»
2	Месторождение Шалва	Мангышлакский	Мангистауская	112	632 396	311%	1) Бурение – 2 скважины	5 000 000	ТОО «ARK Petroleum»
3	Месторождение Пустынное	Прикаспийский	Атырауская	5	3 046 426	885%	н/и	н/и	ТОО «Priority Oil &Gas»
4	Месторождение Тажигали Юго-Западный	Прикаспийский	Атырауская	5	1 299 131	377%	н/и	н/и	ТОО «Big Steps»
5	Участок Оймаут	Прикаспийский	Актюбинская	2 187	219 325	204%	1) Бурение – 2 скважины	6 000 000	ТОО «Байтақ Курылыс»
6	Участок Тастобе	Мангышлакский	Мангистауская	90	56 300	144%	1) Бурение – 2 скважины	5 000 000	ТОО «Nomad West Oil»
7	Месторождение Жубантам	Прикаспийский	Атырауская	4	181 022	95%	н/и	н/и	ТОО «BlackGold Energy»
8	Участок Балыкшы	Прикаспийский	Атырауская	1 583	1 281 034	564%	1) Бурение – 3 скважины	5 500 000	ТОО «Prosperity Oil & Gas»
9	Месторождение Кумысбек	Прикаспийский	Атырауская	326	592 871	671%	н/и	н/и	ТОО «Big Steps»

Примечания: Первоначально Министерство энергетики выставило 26 объектов, но аукционы по 17 объектам были отменены (скорее всего, из-за отсутствия претендентов).

Источник: S&P Global Commodity Insights, Министерство энергетики РК. © 2023 S&P Global.

5.3.3.3 Потенциал привлечения новых инвестиций в разведку и добычу

К возможным дополнительным мерам, которые могут принять власти страны для дальнейшего стимулирования новых инвестиций в деятельность по разведке и добыче, относятся следующие:

- ***Внесение в Кодекс «О недрах и недропользовании» поправок, обеспечивающих добывающим предприятиям больше свободы по внесению дополнительных корректировок в планы реализации проектов в процессе их осуществления.*** В частности, проект внесения изменений и дополнений в Кодекс «О недрах и недропользовании», представленный в Мажилис (нижнюю палату Парламента), включает предложение об увеличении размера порога для целей определения существенности расхождений между фактическими и плановыми проектными показателями – при превышении которого требуется внесение изменений в проектные документы – с 10% до 30% для проектов разработки некрупных месторождений.[18]
- ***Определение более «низкорисковых» участков для геологоразведки, в том числе тех, разработка которых предполагается совместно с иностранными инвесторами.*** Учитывая отмечавшуюся выше глобальную тенденцию к ориентированности на проекты разведки и добычи с низким уровнем рисков (см. Главу 1), возможно, имеет смысл отдавать приоритет более удобным для разработки участкам, включая мелководные и наземные объекты вблизи известных месторождений. Преимущество такой стратегии заключается в минимизации как рисков, так и затрат.
- ***Своевременная реализация планов по оцифровке геологических данных и размещению их на онлайн-ресурсе с доступом для потенциальных инвесторов.*** В ноябре 2022 года – после неоднократных задержек и в преддверии полномасштабного старта, намеченного на 2023 год – в пилотном режиме начала работать информационная платформа «Казнедра» (minerals.gov.kz). На данный момент в системе представлены электронные версии более 30 000 геологических отчетов, и предполагается, что к 2025 году станут доступны в цифровом формате все остальные геологические материалы за исключением секретных или конфиденциальных.[19]
- ***Обеспечение дополнительных фискальных стимулов для разработки более сложных участков*** (см. ниже).

5.3.3.4 Условия налогообложения деятельности по разведке и добыче

Компании, осуществляющие добычу углеводородов в Казахстане, облагаются различными видами сборов в рамках стандартного налогового режима. При этом значительная доля совокупной суммы, взимаемой с типового добывающего предприятия, приходится главным образом на три из них (см. Таблицу 5.6 «Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2022 г.»), а именно:

- ***Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).*** НДПИ – это налог на добычу сырой нефти и газового конденсата (а также на добычу природного газа), подобный роялти. Налогооблагаемой базой по нему является стоимость объема добытых полезных ископаемых. Адвалорная ставка НДПИ увеличивается по мере роста годового объема добычи компании (без учета уровня цен). Ставка НПДИ на сырую нефть, которая идет на экспорт, в два раза выше, чем при ее поставках на внутренний рынок (т.е. к ставке НДПИ на сырую нефть, реализуемую на внутреннем рынке, применяется понижающий коэффициент 0,5). Для отдельных месторождений с непростой экономической конъюнктурой правительство иногда значительно снижает ставку НДПИ; в частности, в соответствии с постановлением правительства, опублико-

18 KPMG, Legal Alert, *Draft Law of the RK on the issues of improving the sphere of subsoil use*, June 2023, https://kpmg.com/kz/en/home/insights/2023/06/legal-alert.html [KPMG, Legal Alert, *«Проект Закона РК по вопросам совершенствования сферы недропользования»*, июнь 2023 г. https://kpmg.com/kz/en/home/insights/2023/06/legal-alert.html].

19 Inbusiness.kz, *«Нацгеослужба: Загрузим всю геологическую отчетность в систему "Казнедра" к 2025 году»*, 1 марта 2023 г., https://inbusiness.kz/ru/news/nacgeosluzhba-zagruzim-vsyu-geologicheskuyu-otchetnost-v-sistemu-kaznedra-k-2025-godu

Таблица 5.6 Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2022 г.

Наименование налога	Ставка / налоговая база
Подписной бонус	Переменная
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	5–18% для нефти и 10% для газа
Налог на сверхприбыль (НСП)	0–60%
Рентный налог на экспорт*	0–32%
Платеж по возмещению исторических затрат	Переменная
Акциз на сырую нефть и газовый конденсат	0 тенге за тонну
Альтернативный налог на недропользование (АНН)	0–30%
Налог на добавленную стоимость (НДС)	12%
Экспортная таможенная пошлина (ЭТП) на сырую нефть	Переменная; взимается за тонну по ставкам, привязанным к мировым ценам на нефть
Земельный налог	Обычно несущественная для нефтегазодобывающих компаний
Налог на имущество	1,5%
Экологические платежи и сборы	Переменная
Прочие сборы (в т.ч. плата за использование радиочастотного спектра, плата за пользование судоходными водными путями)	Переменная
Прочие налоги и платежи	Переменная

Примечания: *При мировых ценах на нефть ниже 50 долл./барр. применяется нулевая ставка налога.
Источник: S&P Global Commodity Insights, Налоговый кодекс РК, Ernst & Young LLC.

© 2023 S&P Global.

ванным в сентябре 2016 года, право на применение пониженной ставки НДПИ получила дочерняя компания КМГ АО «Озенмунайгаз», а постановление, вышедшее в апреле 2018 года, предоставило такое право ряду других производителей.

- ***Вывозная таможенная пошлина на сырую нефть (экспортная пошлина).*** Вывозная таможенная пошлина на сырую нефть варьируется на ежемесячной основе в соответствии со скользящей шкалой, привязанной к мировым ценам на нефть. Ставки экспортной пошлины на сырую нефть в Казахстане указываются в долларах США за тонну в зависимости от значений (диапазонов) цен на нефть и устанавливаются Министерством национальной экономики. Поставки на рынки ЕАЭС экспортной пошлиной не облагаются. В феврале 2023 года в экспортную пошлину была внесена значимая корректировка: в формуле ее расчета котировка российской нефти Urals Blend была заменена на относительно дорогостоящий казахстанский сорт KEBCO. Помимо этого, в августе 2023 года состоялся пересмотр методики расчета экспортной пошлины. В соответствии с новыми правилами ставки пошлины в настоящее время варьируются в зависимости от цены на нефть по трем ценовым категориям: при цене ниже 25 долл./барр. пошлина не взимается; при цене от 25 до 105 долл./барр. пошлина приравнивается к средней рыночной цене в долларах за баррель в течение предыдущего месяца и взимается за каждую метрическую тонну экспортируемой нефти (например, если в предыдущем месяце цена составляла 25 долларов за баррель, то экспортная пошлина составит 25 долларов за тонну); а при цене выше 105 долл./баррель применяется одна из девяти различных ставок экспортной пошлины в зависимости от уровня цен.[20]
- ***Рентный налог на экспорт.*** Казахстанский рентный налог – нестандартный для мировой практики фискальный инструмент, налогооблагаемой базой для которого является стоимость экспортируемых сырой нефти и газового конденсата. Ставка налога увеличивается по мере роста цены на нефть с момента, когда цена превышает 50 долл./барр., и верхнее значение ее диапазона составляет 32%. Таким образом, экспорт нефти из Казахстана облагается двумя видами экспортных сборов. В отличие от экспортной таможенной пошлины, рентный налог на экспорт применяется также к экспорту на рынки ЕАЭС наряду с другими экспортными рынками.

Как правило, власти Казахстана используют для целей расчета налогов преимущественно данные котировок международных ценовых агентств (таких как Platts и Argus). Однако в перспективе возможны перемены: одна из налоговых реформ, находящихся на рассмотрении руководства страны, предполагает изменение метода расчета мировой цены на нефть, применяемого в налоговых формулах, при котором вместо котировок, публикуемых ценовыми агентствами, будет использоваться средняя «цена реализации», определяемая в соответствии с казахстанскими правилами, регулирующими трансфертное ценообразование.[21]

В то же время основным базисным индикатором международной цены на нефть, на который опираются власти Казахстана при составлении макроэкономических прогнозов и при бюджетном планировании, остается цена Brent – в частности, подготовленный правительством Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2024-2028 годы (опубликованный в мае 2023 года) основывается на предположении, что средняя цена Brent в указанный период будет составлять 80 долларов за баррель.

Как отмечалось в Главе 1, одной из основных причин того, что Казахстан занимает позиции на уровне ниже среднего в

20 Диапазон ставок экспортной пошлины в случае, когда цены превышают 105 долл./барр., составляет от 115 долл./т (при ценах от 105 до 115 долл./барр.) до 236 долл./т (при ценах от 185 долл./барр. или выше).

21 Как отмечалось в ранее выполненном анализе вопросов, касающихся налогообложения, казахстанское законодательство в сфере трансфертного ценообразования уже имеет широкий охват для недропользователей, потенциально распространяясь на все трансграничные сделки. Более подробная информация представлена в *Национальном Энергетическом Докладе за 2015 год,* (стр. 219 [в русскоязычной версии: 253]).

составляемых S&P Global рейтингах привлекательности в сфере разведки и добычи для стран-производителей углеводородов, является низкий балл в части финансово-налоговой (фискальной) среды. При этом текущий налоговый режим можно значительно оптимизировать, в том числе за счет принятия новых мер в отношении как отдельных старых месторождений, так и новых проектов:

- ***Фискальные стимулы для зрелых месторождений.*** В данном случае можно привести пример КМГ, который приступил к реализации проекта реабилитации месторождений Узень и Карамандыбас и рассчитывает, что правительство одобрит снижение ставки НДПИ для этих объектов с 13% до 2,6%. Такая налоговая льгота обеспечит КМГ более существенный объем средств, необходимых для финансирования планового увеличения добычи на вышеуказанных месторождениях более чем на 500 000 т в год к 2029 году. Еще одним перспективным направлением налоговой реформы является расширение сферы действия АНН с включением в нее зрелых месторождений.[22]
- ***Дополнительные налоговые льготы для зарождающейся в Казахстане добычи сланцевой нефти.*** Ранее в текущем году казахстанская частная компания «САУТС-ОЙЛ» объявила об открытии месторождения сланцевой нефти на территории Карагандинской и Кызылординской областей. Хотя компания, по имеющейся информации, уже приступила к реализации первого в стране проекта по освоению сланцевых нефтяных месторождений, с точки зрения S&P Global, в Казахстане по-прежнему отсутствуют достаточные фискальные стимулы для полномасштабной разработки таких запасов, особенно на капиталоемких ранних стадиях проекта.[23] Следует отметить, что налоговые льготы были одним из ключевых факторов (среди прочих стимулов), придавших активный импульс широкомасштабной добыче нетрадиционных углеводородов в США, а также способствовали развитию добычи сланцевой нефти в России – пусть в более скромном масштабе.

5.4 Транспортировка сырой нефти

5.4.1 Существующие мощности экспортной инфраструктуры

Совокупная годовая мощность казахстанской системы экспорта сырой нефти по наземным нефтепроводам составляет порядка 109,5 млн т (2,19 млн барр. в сутки), включая маршрут Каспийского трубопроводного консорциума (КТК[24]; 72,5 млн т или 1,45 млн барр. в сутки; 78 млн т или 1,56 млн барр. в сутки при использовании антифрикционных присадок), сеть нефтепроводов Атырау–Самара (17,5 млн т или 350 000 барр. в сутки) и Казахстанско–Китайский Трубопровод (ККТ[25]; 20 млн т или 400 000 барр. в сутки), около половины которого зарезервировано под транзит российской нефти. Помимо этого, в небольшом объеме задействуются мощности железнодорожного транспорта (до 3 млн т или 60 000 барр. в сутки) для экспорта сырой нефти в соседний Узбекистан или в российские порты Черного или Балтийского морей. У Казахстана также имеется возможность экспорта сырой нефти по идущему из Азербайджана нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД[26]), номинальная мощность которого составляет 60 млн т (1,2 млн барр. в сутки) и в последние годы существенно недозагружена. Однако для доставки сырой нефти в Баку ее необходимо перевозить через Каспийское море. Основными ограничивающими факторами для экспорта из Казахстана на данном маршруте является проблема наличия танкеров для перевозок по Каспийскому морю и сложности с мощностями в казахстанском порту Актау. Другими потенциальными вариантами экспорта через Азербайджан являются пути выхода к морским терминалам на черноморском побережье Грузии: железнодорожный маршрут Баку–Батуми[27] или нефтепровод Баку–Супса.[28]

Поскольку Казахстан не имеет выхода к морю, будучи расположенным в самом центре Евразийского континента, вопрос наличия экспортных мощностей традиционно представляет собой одну из самых серьезных проблем для нефтедобывающих компаний страны. Главным каналом экспорта казахстанской нефти (причем с огромным перевесом) всегда оставались российские маршруты, поскольку все имеющиеся альтернативы – поставки через Каспийское море и Кавказ или на восток в Китай – сопряжены с целым комплексом рыночных, экономических и логистических проблем. Основная часть экспорта из Казахстана по нефтепроводу через Россию идет по маршруту КТК до черноморского терминала Южная Озереевка. Помимо этого, казахстанская нефть экспортируется через российскую нефтепроводную систему, оператором которой является «Транснефть». Сырая

22 *Kazakhstan Newsline, KazMunayGas expects sharp reduction in mineral extraction tax for Ozenmunaigas/KMG,* 29 June 2023 [*Kazakhstan Newsline, «"КазМунайГаз" ожидает резкого снижения НДПИ для "Озенмунайгаза"/КМГ»,* 29 июня 2023 г.], https://newsline.kz/article/1122595/; *Kazakhstan Newsline, Kazakh fields may close without investment and alternative tax,* 15 May 2023 [*Kazakhstan Newsline, «Казахстанские месторождения могут закрыться без инвестиций и альтернативного налога»,* 15 мая 2023 г.] https://newsline.kz/article/1115182/.

23 Месторождения сланцевой нефти, которая входит в категорию нетрадиционных углеводородов, как таковые, подпадают под условия УМК, однако маловероятно, что предусмотренные им фискальные стимулы послужат мотивацией для крупномасштабной разработки запасов сланцевой нефти, учитывая вышеупомянутые ограничения механизма УМК в его текущей форме.

24 Акционерами КТК являются Российская Федерация (31%; представленная ПАО «Транснефть» [24%] и КТК Компани [7%]), Казахстан (20,75%; представленный КМГ [19%] и ООО «Казахстан Пайплайн Венчурс» [1,75%]), Шеврон Каспиэн Пайплайн Консорциум Компани (15%), ЛУКОЙЛ ИНТЕРНЕШНЛ ГмбХ (12,5%), Мобил Каспийская трубопроводная компания (7,5%), Роснефть-Шелл Каспиэн Венчурс Лимитед (7,5%), БГ Оверсиз Холдингс Лтд. (2%), Эни Интернэшнл Н.А Н.В. С.ар.л. (2%) и Орикс Каспиан Пайплайн Лтд. (1,75%).

25 Собственниками сегмента ККТ между Атасу и Алашанькоу (на границе с Китаем) с долями 50/50 являются АО «КазТрансОйл» и Китайская национальная компания по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) – дочерняя компания CNPC.

26 Акционерами БТД являются BP (30,1%), SOCAR [ГНКАР] (25%), MOL (8,9%), Equinor (8,71%), TPAO (6,53%), ENI (5%), TotalEnergies (5%), Itochu (3,4%), ExxonMobil (2,5%), Inpex (2,5%) и ONGC Videsh (2,36%).

27 Батумский терминал принадлежит КМГ.

28 Нефтепровод Баку–Супса принадлежит консорциуму «Азери–Чираг–Гюнешли»; его акционерами являются BP (30,37%), SOCAR [ГНКАР] (25%), MOL (9,57%), Inpex (9,31%), Equinor (7,27%), ExxonMobil (6,79%), TPAO (5,73%), Itochu (3,65%) и ONGC Videsh (2,31%). Этот маршрут никогда не использовался для экспорта казахстанской нефти, но Азербайджан дал понять, что он открыт для Казахстана.

нефть из Казахстана поступает в систему «Транснефти» по нефтепроводу Атырау–Самара или в Махачкале после доставки из Актау по Каспийскому морю танкерами.

Однако поскольку большинство казахстанских экспортных маршрутов идут транзитом через другие страны – прежде всего, через Россию – в связи с опасениями по поводу надежности некоторых из них власти страны уже давно придерживаются «многовекторной» стратегии, в рамках которой задействуются сразу несколько маршрутов, идущих на север, юг, восток и запад. Причем с февраля 2022 года Казахстан активизировал программу диверсификации нефтяного экспорта в свете возникновения дополнительных рисков, связанных с транзитом по территории России – включая риски ограничения доступа к маршрутам КТК и «Транснефти» со стороны России, а также атак со стороны Украины на танкеры, отгрузка на которые происходит на российских черноморских терминалах (особенно учитывая атаку украинских дронов на российский нефтяной танкер в Черном море в августе 2023 г.). Усилия Казахстана по диверсификации экспорта в первую очередь сосредоточены на транскаспийских маршрутах. Тем не менее, наличие целого комплекса проблем – прежде всего, в части логистики и транспортировки – продолжит ограничивать масштабы экспорта казахстанской нефти в обход российской территории, в результате чего в обозримом будущем на такие поставки будет приходиться относительно небольшая доля от совокупных экспортных объемов Казахстана.[29]

5.4.2 Текущие тенденции и прогноз экспорта

В 2022 году экспорт казахстанской нефти в целом сократился на 0,8% до 65,2 млн т (1,30 млн барр. в сутки). На российские маршруты в 2022 году в совокупности пришлось более 95% всего объема экспортных поставок нефти из Казахстана – в основном, по нефтепроводу КТК, а также по маршруту Атырау–Самара через систему «Транснефти» (см. Рисунок 5.7 «Экспорт нефти (сырая нефть + конденсат) из Казахстана по основным маршрутам в 2022 году.»). Экспортные тенденции, вероятно, будут и далее во многом повторять динамику добычи нефти в стране: в 2023 году экспорт немного вырастет, в 2025 году достигнет максимума на отметке 84,2 млн т (1,68 млн барр. в сутки), после чего снизится примерно до 50 млн т (1 млн барр. в сутки) в 2050 году. Доля экспорта казахстанской нефти, следующего транзитом через Россию, в течение прогнозного периода заметно сократится, но все же ожидается, что в 2050 году на российские маршруты будет приходиться 79% от совокупного объема (см. Рисунок 5.8 «Перспективы экспорта казахстанской сырой нефти до 2050 г. с разбивкой по маршрутам»).

Европейские рынки, которые традиционно являются основным направлением экспортных поставок нефти из Казахстана, предположительно сохранят свою значимость в течение прогнозного периода. Однако в будущем все более существенная доля совокупного объема экспорта казахстанской нефти, вероятно, будет приходиться на страны Азиатско-Тихоокеанского региона в связи с концентрацией там роста мирового спроса на нефть – это означает увеличение экспорта по маршруту Казахстанско-Китайского Трубопровода (ККТ), а также, возможно, наращивание дальнемагистральных танкерных перевозок из портов Черного и Балтийского морей.

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)

В 2022 году экспорт из Казахстана по системе КТК снизился на 0,2% до 53,5 млн т (1,07 млн барр. в сутки), что составило 82,1% от совокупного объема экспорта казахстанской нефти в указанном году. На КТК продолжит приходиться львиная доля нефтяного экспорта Казахстана на протяжении всего периода прогнозного сценария. При этом предполагается, что в середине 2020-х гг. поставки по этой системе заметно увеличатся по мере наращивания добычи и экспорта в рамках проекта Тенгиз – отчасти благодаря реализации программы увеличения пропускной способности КТК (устранения узких мест) стоимостью 600 млн долл., которая была завершена в 2022 г.

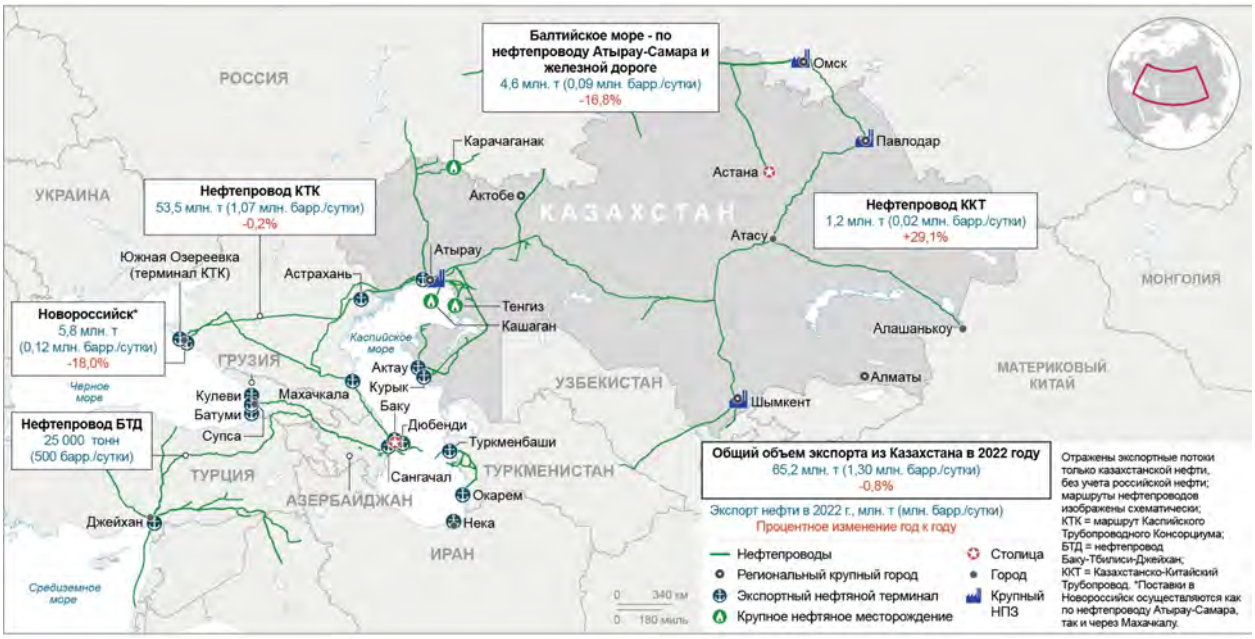
Несколько инцидентов, имевших место в системе КТК в 2022 году, указывают на то, что основной экспортный маршрут Казахстана теперь, возможно, не так надежен, как в прошлом. Во-первых, в марте 2022 года на морском терминале из-за неблагоприятных погодных условий произошло повреждение шлангов для отгрузки нефти. Во-вторых, в июне 2022 года работа терминала КТК была остановлена в связи с обследованием близлежащей акватории для поиска и уничтожения боеприпасов времен Второй мировой войны. В-третьих, в июле 2022 года одним из российских судов было вынесено решение о приостановке работы терминала КТК – как заявлялось, на основании выявленных в ходе проверки нарушений «по плану ликвидации разливов нефти» – которой с трудом удалось избежать (краевой суд удовлетворил поданную апелляцию и в качестве замены назначил административный штраф).[30]

Однако если исключить возможность длительного прерывания доступа казахстанских экспортеров нефти к системе КТК (а в настоящее время этого не ожидается), данный маршрут по-прежнему обладает целым рядом явных и весомых преимуществ, включая банк качества сырой нефти, конкурентоспособный и предсказуемый тариф, а также наличие некоторого объема свободных мощностей. Одним словом, КТК в целом служит одним из лучших и надежных

29 Дополнительная информация о динамике экспорта казахстанской нефти представлена в материалах S&P Global Commodity Insights, Market Briefing, *Eurasian Oil Export Outlook,* April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Краткий обзор рынка, *«Перспективы экспорта нефти в Евразии»,* апрель 2023 г.]; S&P Global Commodity Insights, Strategic Report, *Kazakhstan's current oil export diversification push: What role for trans-Caspian routes?* June 2023 [S&P Global Commodity Insights, Стратегический обзор, *«Текущие усилия Казахстана по диверсификации экспорта нефти: какова роль транскаспийских маршрутов?»,* июнь 2023 г.]; а также S&P Global Commodity Insights, Insight, *CPC weathers the fallout of Russian sanctions but does not "weather the weather": CPC's loading terminal partially disabled from storm damage, Kazakhstan's major oil producers have few immediate alternative options for oil evacuation,* April 2022 [S&P Global Commodity Insights, Аналитический обзор, *«КТК справляется с последствиями санкций против России, но не справляется со стихией: отгрузочный терминал КТК частично вышел из строя из-за повреждений, нанесенных ураганом – у крупных казахстанских нефтедобывающих компаний мало альтернатив для оперативной отправки нефти»,* апрель 2022 г.].

30 S&P Global Commodity Insights, Headline Analysis, *Russian-ordered CPC pipeline halt exposes Kazakhstan's oil export vulnerability,* July 2022 [S&P Global Commodity Insights, Обзорный анализ, *«Остановка нефтепровода КТК по инициативе России высвечивает уязвимость казахстанского экспорта нефти»,* июль 2022 г.].

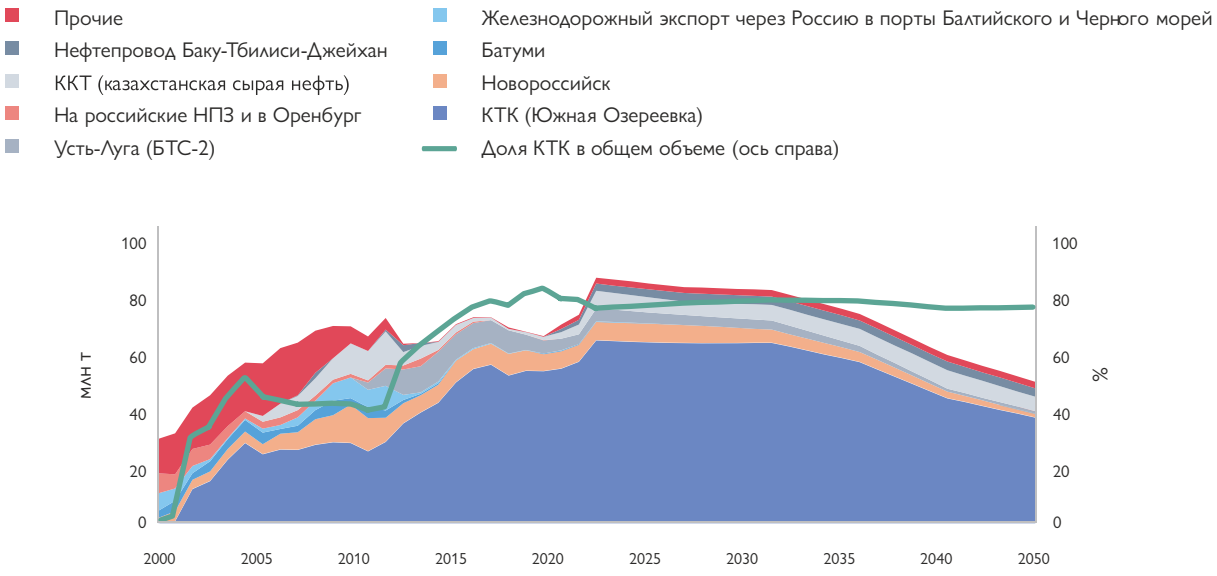
Рисунок 5.7 Экспорт нефти (сырая нефть + конденсат) из Казахстана по основным маршрутам в 2022 году



Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2010356.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

Рисунок 5.8 Перспективы экспорта казахстанской сырой нефти до 2050 г. с разбивкой по маршрутам



Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии).

© 2023 S&P Global.

маршрутов. Казахстанские поставщики продолжают отдавать ему предпочтение, учитывая приоритетные права на поставку и выгоду с экономической точки зрения.

Как следствие, КТК должен сохранить свою привлекательность в качестве маршрута для экспорта казахстанской нефти, несмотря на потенциально отрицательное воздействие новых геополитических рисков. Ожидается, что после 2025 года экспорт из Казахстана через систему КТК будет медленно сокращаться до уровня около 37 млн т (740 000 барр. в сутки) в 2050 году (примерно 69% от показателя 2022 года), но, по имеющимся оценкам, это все же составит 75% от совокупного объема экспортных поставок казахстанской нефти в 2050 году.

Маршруты Атырау–Самара («Транснефть»)

Экспорт по системе нефтепроводов Атырау–Самара в 2022 году упал на 22,4% до 9,4 млн т (188 000 барр. в сутки) и составил 14,5% от суммарного объема. При этом экспортные поставки из Казахстана через черноморский терминал «Транснефти» в Новороссийске – под которыми имеются в виду только объемы, поступающие по нефтепроводу со стороны Самары, без учета отдельного потока трубопроводных поставок «Транснефти» с российского терминала в Махачкале на Каспийском море – в 2022 году сократились на 27,2% до 4,9 млн т (98 000 барр. в сутки), а экспорт через терминал «Транснефти» в порту Усть-Луга на Балтийском море снизился на 16,5% до 4,5 млн т (90 000 барр. в сутки).

Как отмечалось в Главе 1, переименование Казахстаном своей нефти на KEBCO в июне 2022 года позволило провести разграничение экспортных потоков казахстанской нефти, поставляемой по нефтепроводу «Транснефти», от российской Urals Blend, что способствовало укреплению цен на экспорт из Казахстана, тогда как Urals продолжала продаваться с относительно существенным дисконтом к Brent. Однако на цене казахстанской нефти, экспортируемой по маршрутам «Транснефти», может негативно отразиться более настороженное отношение потенциальных импортеров к поставкам с территории России (независимо от того, какая страна является их изначальным источником), а нежелание некоторых судоходных компаний производить отгрузку в российских портах способно привести к увеличению расходов на страхование и фрахт для казахстанских экспортеров, отправляющих нефть с этих терминалов.

В 2023 году Казахстан начал экспортировать нефть в Германию по другому маршруту, доступ к которому осуществляется через систему «Транснефти» – нефтепроводу «Дружба». Поставки казахстанской нефти в Германию по северному сегменту нефтепровода стартовали в феврале 2023 года после достижения договоренности с Россией об условиях транзита – при этом Казахстан задействовал экспортный маршрут «Дружба» впервые с 2013 года. Всего по этому маршруту в текущем году планируется поставить 1,2 млн т (24 000 барр. в сутки) казахстанской нефти. 21 июня 2023 года КМГ заключил контракт на поставку нефти в объеме 100 000 т в месяц на немецкий НПЗ в городе Шведт до конца 2023 года.

Наш базовый сценарий предполагает, что экспорт казахстанской нефти по системе Атырау–Самара к 2050 году снизится до объема, составляющего менее половины показателя 2022 года, упав до уровня ниже 4 млн т в год (80 000 барр. в сутки) в 2050 году. Прогнозируется, что основным каналом поставок для этого снизившегося объема останется нефтепровод «Дружба» (на который в 2050 году придется почти 2 млн т или 40 000 барр. в сутки), а на следующих позициях будут Новороссийск и Усть-Луга.

Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)

В 2022 году экспорт казахстанской нефти через ККТ вырос на 29% до 1,2 млн т (24 000 барр. в сутки), и совокупный объем поставок по этому трубопроводу – включая казахстанскую и (преимущественно) российскую сырую нефть – также немного увеличился, составив 11,1 млн т (222 000 барр. в сутки).[31]

В апреле 2023 года КМГ объявил, что совместно с CNPC рассматривает возможность увеличения поставок казахстанской нефти в Китай, а в мае две компании, как сообщается, договорились о расширении ККТ. КМГ заявил, что Казахстан планирует экспортировать в Китай до 20 млн т в год (400 000 барр. в сутки). При этом наш текущий прогноз предполагает, что экспорт из Казахстана через ККТ будет оставаться значительно ниже этого уровня: он достигнет максимума на отметке 6,5 млн т (130 000 барр. в сутки) в 2045 году, а затем упадет до 5,0 млн т (100 000 барр. в сутки) в 2050 году. Ожидается, что экспортный маршрут ККТ будет служить основной альтернативой транзиту по территории России в прогнозный период (хотя российские объемы в ККТ продолжат превышать казахстанские).

Пропускная способность ККТ на самом восточном участке маршрута (таком как Атасу–Алашанькоу) составляет 20 млн т в год (400 000 барр. в сутки). При этом ожидается, что в течение ближайших нескольких лет остальная часть нефтепровода будет модернизирована с расширением пропускной способности также до 20 млн т в год. Более масштабная эксплуатация ККТ частично зависит от полной смены направления потока (реверса) на существующем отрезке нефтепровода, соединяющем Атырау и Кенкияк, которая предполагается в ближайшем будущем. В 2022 году продолжалось поступление значительных объемов сырой нефти из Актюбинской области на запад в нефтепровод Атырау-Самара (т.е. из Кенкияка в Атырау), что ограничивало объемы, идущие на восток в ККТ. Когда смена направления потока будет реализована на постоянной основе, в ККТ из основного нефтедобывающего региона на северо-западе Казахстана сможет регулярно поступать до 6 млн т в год (120 000 барр. в сутки) сырой нефти. Однако ключевыми факторами, сдерживающими наращивание казахстанских поставок по ККТ, являются относительно высокие тарифы на транспортировку и сравнительно низкая цена реализации на границе с Китаем.[32]

31 «Роснефть» поставляет около 5 млн т в год (100 000 барр. в сутки) на Павлодарский НХЗ, а КМГ в обмен на это поставляет эквивалентный объем через ККТ компании CNPC, с которой у «Роснефти» заключен контракт на поставку в суммарном объеме 10 млн т в год (200 000 барр. в сутки), продленный в мае 2023 года до 2034 года.

32 Транспортировка по ККТ сопряжена со значительными расходами для поставщиков из Атырауской и Мангистауской областей в связи с большой протяженностью маршрута на территории Казахстана: он следует через участки «МунайТас» (Атырау–Кенкияк), Кенкияк–Кумколь, Кумколь–Каракоин, Каракоин–Атасу и Атасу–Алашанькоу. При отправке из Атырау эти расходы составляют около 45 долл. за тонну плюс дополни-

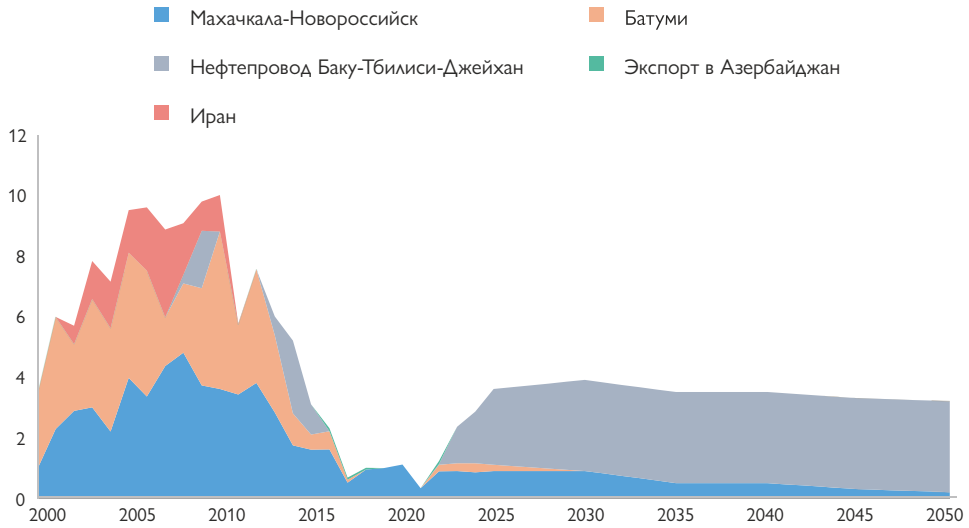
Транскаспийские маршруты

Объемы экспорта нефти из Казахстана на транскаспийском направлении упали всего до 0,3 млн т (6 000 барр. в сутки) в 2021 году (самый низкий уровень за более чем два десятилетия), но в 2022 году выросли почти в четыре раза – до 1,2 млн т (24 000 барр. в сутки). Тогда как в 2019-21 гг. весь объем транскаспийского экспорта из Казахстана направлялся на российский маршрут (через Махачкалу), в 2022 году доля России упала до 72%, поскольку Казахстан возобновил экспорт как по нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД) (впервые с 2015 года), так и по железнодорожному маршруту Баку–Батуми (впервые с 2017 года).

Ожидается увеличение доли транскаспийских поставок из Казахстана по маршруту БТД (по которому в 2022 году было отправлено лишь 25 000 т или 500 барр. в сутки казахстанской нефти) за счет реализации – начиная с 2023 года – пятилетнего соглашения между КМГ и SOCAR (ГНКАР), предусматривающего экспорт нефти по БТД в объеме 1,5 млн т в год (30 000 барр. в сутки). В первой половине 2023 года транскаспийские поставки нефти КМГ по БТД неуклонно росли и в течение апреля-июня вышли на уровень 347 100 т (или около 28 000 барр. в сутки в годовом исчислении). Одним из существенных изменений в нашем прогнозе по сравнению с *Национальным Энергетическим Докладом за 2021 год* с точки зрения экспортных каналов является то, что теперь наш базовый сценарий предполагает транспортировку казахстанской нефти по нефтепроводу БТД на протяжении всего периода до 2050 года.

Согласно базовому сценарию, объемы транскаспийских экспортных поставок нефти из Казахстана достигнут максимума на отметке 3,9 млн т (78 000 барр. в сутки) в 2030 году, после чего будут постепенно снижаться – до 3,2 млн т (64 000 барр. в сутки) в 2050 году (см. Рисунок 5.9 «Экспорт казахстанской сырой нефти по транскаспийским маршрутам согласно базовому сценарию»). Доля транскаспийского экспорта нефти из Казахстана по нероссийским маршрутам достигнет 62% в 2023 году и продолжит расти на протяжении всего периода базового сценария, составив 94% в 2050 году, причем основная его часть будет приходиться на БТД, а объемы, идущие железнодорожным транспортом в Батуми, останутся незначительными.

Рисунок 5.9 Экспорт казахстанской сырой нефти по транскаспийским маршрутам согласно базовому сценарию (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии).

© 2023 S&P Global.

тельная плата за перевалку в Атасу в размере около 0,66 долл. за баррель. Хотя в перспективе планируется ввести специальный «удельный тариф», распространяющийся на весь маршрут, возможности для снижения тарифов на транспортировку все же ограничены, учитывая протяженность пути и тот факт, что собственниками и операторами различных сегментов ККТ являются разные компании. К тому же, в соответствии с текущей формулой цены реализации, к цене на границе применяется дисконт относительно BFOE (корзины сортов сырой нефти Brent-Forties-Oseberg-Ekofisk) в размере 5,33 долл. за баррель. Такая цена основана на внутренних экономических расчетах Китая и призвана обеспечить конкурентоспособность продуктов переработки казахстанской и российской нефти на внутриматериковых НПЗ по сравнению с нефтепродуктами, полученными из поставляемой по морю нефти на востоке Китая. Результатом двух вышеуказанных факторов является весьма малопривлекательный «нетбэк». И, наконец, присутствует фактор более долгосрочного характера, связанный с перспективами дополнительного спроса на сырую нефть со стороны внутриматериковых китайских НПЗ, куда идут поставки по ККТ. На сегодняшний день представляется маловероятным, что эти НПЗ будут готовы принять гораздо более существенные объемы казахстанской (или российской) нефти.

5.4.3 Основные препятствия на пути расширения транскаспийского экспорта: экономические и инфраструктурные сложности

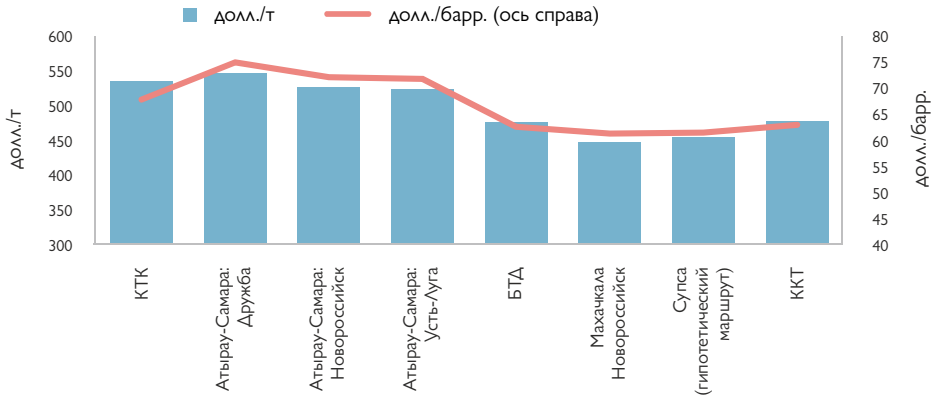
Власти Казахстана стремятся еще более значительно расширить экспорт нефти по транскаспийским маршрутам, ставя целью его наращивание до 20 млн т в год (400 000 барр. в сутки), а официальными планами на ближайшую перспективу предусмотрено увеличение транскаспийских мощностей экспорта нефти до 15 млн т в год (300 000 барр. в сутки) к 2025 году. Однако перспективы превращения транскаспийского направления в настолько крупный экспортный канал все же представляются весьма отдаленными, учитывая относительно непривлекательные уровни «нетбэк» – по сравнению с теми, которые обеспечивает экспорт по основным российским маршрутам при любых обстоятельствах – и логистические ограничения.

5.4.3.1 «Нетбэк» от транскаспийского экспорта в сравнении с альтернативными вариантами

Главным каналом экспорта казахстанской нефти (причем с огромным перевесом) всегда оставалась Россия, поскольку все имеющиеся альтернативы – поставки через Каспийское море и Кавказ или на восток в Китай – сопряжены с целым комплексом рыночных, экономических и логистических проблем, а также с другими сложностями, выливающимися в дополнительные расходы на транспортировку и прочие расходы, которые негативно сказываются на экономической стороне экспорта. Иными словами, КТК и нефтепровод Атырау–Самара обеспечивают более выгодные уровни экспортного «нетбэка», чем нероссийские альтернативы. Выполненная S&P Global оценка значений «нетбэк» по ряду маршрутов экспорта казахстанской нефти из Атырау в 2023 году показала, что для КТК «нетбэк» составлял около 534 долл. за тонну (68 долл. за баррель), а уровни «нетбэк» для маршрута Атырау–Самара варьировались в диапазоне 522-546 долл./т (72-75 долл./барр.), тогда как диапазон «нетбэк» для транскаспийских маршрутов составлял 446-474 долл./т (61-62 долл./барр.), а «нетбэк» при экспорте через ККТ – 477 долл./т (63 долл./барр.) (см. Рисунок 5.10 «Расчетные показатели «нетбэк» для экспорта казахстанской сырой нефти из Атырау по отдельным маршрутам в марте 2023 г.»).

Наблюдаются существенные колебания показателей «нетбэк» при поставках по транскаспийским каналам с течением времени, однако в более долгосрочной перспективе можно ожидать некоторого снижения стоимости транспортировки по этим маршрутам, благодаря росту экономии за счет эффекта масштаба, повышению эффективности и снятию инфраструктурных ограничений по мере наращивания объемов. Тем не менее, в обозримом будущем транскаспийские маршруты, вероятнее всего, будут проигрывать российским по показателям «нетбэк». По имеющимся оценкам, стоимость транспортировки по транскаспийским каналам в настоящее время почти в три раза превышает стоимость транспортировки по КТК. Самой крупной единичной составляющей затрат для всего транскаспийского направления в целом (начиная от Атырау) является железнодорожная транспортировка до Актау, расчетная стоимость которой составляет почти 60 долл./т (8,2 долл./барр.) (см. Рисунок 5.11 «Разбивка стоимости транспортировки при экспорте казахстанской нефти из Атырау по отдельным транскаспийским маршрутам в марте 2023 г.»).[33]

Рисунок 5.10 Расчетные показатели «нетбэк» для экспорта казахстанской сырой нефти из Атырау по отдельным маршрутам в марте 2023 г.

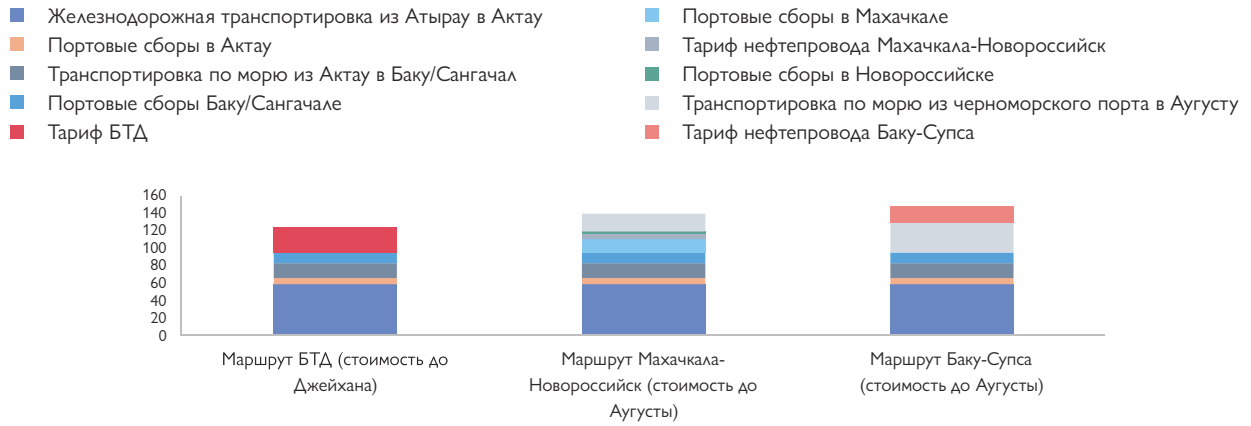


Примечания: Расчетные показатели «нетбэк» не включают расчетные суммы налогов, которыми облагаются экспортеры.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

33 В будущем, при условии увеличения объемов, эти затраты могут быть значительно снижены за счет строительства нефтепровода протяженность 830 км на территории Казахстана для транспортировки нефти в южном и западном направлениях. По существующей системе КТО нефть идет в обратном направлении – с действующих месторождений полуостровов Бузачи и Мангышлак на север до Атырау. Однако нефть с некоторых месторождений к северу и западу от Актау (например, Каражанбас и Каламкас) может поступать в Актау напрямую по нефтепроводам КТО. Такие экспортные поставки имеют совершенно иную структуру затрат, и не удивительно, что добывающие компании, ведущие деятельность на вышеуказанных месторождениях, как правило, используют транскаспийский маршрут, поскольку это позволяет им сократить расходы на транспортировку по сравнению с маршрутом КТО до нефтепровода Атырау–Самара: расходы на транспортировку по наземному отрезку маршрута до Актау при использовании системы КТО составляют всего около 3 долл. за тонну (0,4 долл. за баррель). Еще одним очевидным способом снижения затрат может стать установка выносных причальных устройств в портах Каспийского моря для упрощения процедур погрузки и разгрузки танкеров.

Рисунок 5.11 Разбивка стоимости транспортировки при экспорте казахстанской нефти из Атырау по отдельным транскаспийским маршрутам в марте 2023 г. (расчетные показатели, долл./т)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Argus Media Limited.

© 2023 S&P Global.

5.4.3.2 Проблемы транскаспийской инфраструктуры

Информация об объеме региональных танкерных мощностей, которые могут быть задействованы для транспортировки по маршруту Актау–Баку, имеет ограниченный характер, а оценочные показатели располагаемых мощностей морских терминалов различаются. Однако совершенно очевидно, что каспийский танкерный флот и инфраструктура морских терминалов, которые имеются в распоряжении Казахстана, в настоящее время не способны обеспечить транскаспийские перевозки в масштабах, хоть на сколько-нибудь близких к тем, на которые нацелены казахстанские власти в конечной перспективе (причем для гораздо более существенного наращивания объемов также может потребоваться некоторое расширение мощностей [снятие инфраструктурных ограничений] азербайджанских терминалов).

Каспийский танкерный флот Казахстана: нагрузка приближается к предельной

В сфере морских грузоперевозок в Казахстане участвуют как государственные, так и частные компании. Ведущими игроками, безусловно, являются государственная компания ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» (КМТФ), созданная правительством Казахстана в 1998 году для развития морского торгового флота страны, и частная компания Mobilex Energy, созданная в 2002 году. Несмотря на различия между КМТФ и Mobilex в ключевых аспектах, характеристики имеющихся у этих компаний нефтяных танкеров весьма схожи – они были построены в 2005-06 гг. на российском ОАО «Выборгский судостроительный завод» в соответствии со спецификациями нижегородского конструкторского бюро «Вымпел», и их дедвейт составляет 12 000-13 000 тонн, т.е. это суда класса Caspimax – по сути, максимально допустимые по величине танкеры для относительно мелководных терминалов Каспийского моря (по имеющимся оценкам, на танкере такой величины можно осуществлять перевозки между Актау и Баку в объеме около 1 млн т в год или 20 000 барр. в сутки):

- ***Каспийский нефтеналивной танкерный флот КМТФ представлен тремя судами дедвейтом 12 400 т: «Астана» (строительство завершено в 2005 г.), «Алматы» (2005 г.) и «Актау» (2006 г.).*** Ранее в текущем году КМТФ и его партнер по СП, Abu Dhabi Ports Group (AD Ports) из ОАЭ, приобрели еще два танкера дедвейтом по 8 000 т каждый, поставщиком которых выступила нидерландская компания Damen Shipyards. Два новых танкера будут использоваться для транспортировки нефти с месторождения Тенгиз к пункту закачки в БТД в рамках вышеупомянутого соглашения между КМГ и SOCAR (ГНКАР).
- ***В собственности Mobilex Energy находятся два нефтяных танкера – «Казахстан» и «Абай» – дедвейтом около 12 000 т, которые были построены в 2005 году.***

Имеющиеся данные по отгрузке нефти в порту Актау свидетельствуют о том, что другие компании являются относительно незначительными игроками в этих операциях и, вероятно, в совокупности не очень сильно увеличивают суммарный потенциал танкерного флота.

У Казахстана есть несколько возможных способов избежать дефицита танкерных мощностей по мере наращивания транскаспийских перевозок: (1) закупить новые танкеры у зарубежных поставщиков; (2) построить необходимое дополнительное количество судов в Казахстане; или (3) шире задействовать азербайджанский флот. Определенная комбинация этих вариантов в итоге должна помочь решить проблему, но каждый из них имеет свои существенные недочеты:

- ***Покупка новых танкеров без гарантий практического осуществления перевозок является рискованной с коммерческой точки зрения.*** КМТФ неоднократно подчеркивал важность получения от потенциальных грузоотправителей официально подтвержденных обязательств по наращиванию поставок через Каспий-

ское море до расширения флота. Соответственно, КМТФ предположительно не готов осуществлять дальнейшее расширение танкерных мощностей без заключения новых долгосрочных контрактов на транскаспийские перевозки.[34]

- ***Строительство новых танкеров в Казахстане потребует создания совершенно новой производственной отрасли.*** Крупные инвестиции в новые производственные мощности представляются потенциально целесообразным путем решения проблемы на более долгосрочную перспективу. В этой связи неудивительно, что Министерство энергетики является одним из главных сторонников налаживания производства внутри страны на предполагаемом новом заводе по строительству нефтеналивных танкеров и других судов – однако власти Казахстана пока не утвердили график реализации, а также не определились с механизмами финансирования и другими ключевыми аспектами.[35]
- ***Более широкое использование азербайджанского флота при перевозках по маршруту Актау–Баку означает более высокую зависимость от Азербайджана в данном отношении.*** По имеющейся информации, в ходе возобновившихся поставок из Казахстана через БТД пока задействуются как азербайджанские, так казахстанские суда – на относительно паритетной основе. При этом Азербайджан, располагающий самым большим флотом среди всех прикаспийских государств, вполне способен в перспективе выделить больше судов, но это может поставить Казахстан в чрезмерную зависимость от зарубежных танкерных мощностей.

В ближайшей перспективе первоочередным способом дополнительного расширения мощностей каспийских грузоперевозок КМТФ – равно как и решения имеющихся у Казахстана логистических проблем на Каспии в более широком плане – может послужить партнерство между КМТФ и компанией AD Ports (которая принадлежит ADQ Abu Dhabi Holding Company – государственной компании ОАЭ). В декабре 2022 года КМТФ и AD Ports заключили соглашение о создании (на данный момент уже действующего) СП под названием Caspian Integrated Maritime Solutions (CIMS), целью которого является предоставление морских (оффшорных) и судоходных услуг энергетическим компаниям в Каспийском море (доля AD Ports в СП составляет 51%, а доля КМТФ – 49%). СП CIMS, зарегистрированное в феврале 2023 года, планирует подать заявки на участие в тендерах по различным проектам с оценочной стоимостью контрактов более 780 млн долл. Компании также подписали семилетнее соглашение об объединении танкерного флота для совместной перевозки сырой нефти в объеме 8-10 млн т в год (160 000-200 000 барр. в сутки) в среднесрочной перспективе. В ходе переговоров, состоявшихся в марте 2023 года, партнеры остановились на вопросах расширения танкерного флота CIMS с целью транспортировки нефти в акваториях Каспийского и Черного морей.[36]

Судя по всему, КМТФ исключил Россию из круга будущих источников закупок танкеров: в состоявшемся в 2022 году интервью генеральный директор КМТФ Айдар Оржанов заявил, что КМТФ не может закупать танкеры у российских судовладельцев из-за санкций.[37] У КМТФ имеются серьезные основания для того, чтобы избегать любых сделок, потенциально нарушающих санкционные режимы, поскольку бизнес компании имеет международный охват, который выходит далеко за пределы каспийской акватории: в частности, согласно бизнес-плану КМТФ на 2022 год, на Каспийское море приходились поставки нефти в объеме лишь около 0,5 млн т (10 000 барр. в сутки), а на другие зоны – 7-8 млн т (140 000-160 000 барр. в сутки). Однако другие казахстанские компании, которые не настолько широко вовлечены в международный бизнес, как КМТФ, возможно, будут не так сильно сомневаться в допустимости приобретения танкеров российского производства. Например, в феврале 2023 года сообщалось, что частная казахстанская компания приобрела три танкера класса «река-море» у российской компании «Волжское пароходство» для отгрузки сырой нефти и нефтепродуктов в Актау.[38]

Казахстанские морские терминалы: еще один потенциальный ограничитель

Суммарная номинальная мощность двух существующих каспийских нефтяных терминалов Казахстана – Актау и Курык – согласно оценкам, составляет около 12 млн т в год (240 000 барр. в сутки). Из этого можно сделать вывод, что совокупный показатель их загрузки в 2022 году находился на уровне лишь около 10%. Однако, по имеющейся информации, ведущие к вышеуказанным портам железнодорожные маршруты перегружены, и в обоих терминалах требуется провести серьезные дноуглубительные работы, чтобы потенциальные грузоотправители смогли в полной мере их задействовать. Поставки нефти через Актау достигли максимума – 9,6 млн т (192 000 барр. в сутки) – в 2006 году, но начиная с 2010 года их объем был значительно ниже указанного уровня. При этом, согласно выполненной Министерством энергетики в феврале 2023 года оценке, мощность Актау по отгрузке сырой нефти находится в диапазоне 5,5-7,5 млн т в год (110 000-150 000 барр. в сутки), тогда как фактическая мощность терминала Курык (предназначенного для паромов, а не для танкеров) значительно меньше. Иными словами, существующая инфраструктура отгрузки нефти на указанных терминалах способна справиться с некоторым увеличением транскаспийских поставок по сравнению с текущими уровнями, но их ограниченная

34 Тем не менее, КМТФ в ближайшие годы, вероятно, потребуется приобрести новые танкеры для замещения старых судов в существующем флоте, средняя продолжительность эксплуатации которого составляет более 18 лет.

35 *KURSIV, Energy Ministry wants Kazakhstan to produce oil tankers,* 4 April 2023, https://kz.kursiv.media/en/2023-04-04/minis try-of-energy-wants-kazakhstan-to-produce-oil-tankers/. [*КУРСИВ, «В Минэнерго настаивают на выпуске танкеров для Каспия»,* 3 апреля 2023 г., https://kz.kursiv.media/en/2023-04-04/ministry-of-energy-wants-kazakhstan-to-produce-oil-tankers/].

36 S&P Global Commodity Insights, Energy Technical Report, *KazMunayGaz and Abu Dhabi Ports JV to purchase additional tankers*, April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Технический обзор энергетики, *«СП с участием "КазМунайГаз" и Abu Dhabi Ports приобретет дополнительные танкеры»,* апрель 2023 г.].

37 *SK NEWS «Глава Казмортрансфлота – о нефтеперевозках в условиях санкционной войны»*, 24 мая 2022 г., https://sknews.kz/news/view/glava-kazmortransflot-o-nefteperevozkah-v-usloviyah-sankcionnoy-voyny .

38 *Argus News & analysis, KMG to supply Tengiz for BTC,* 24 February 2023 [*Argus News & analysis, «КМГ обеспечит поставки с месторождения Тенгиз для БТД»,* 24 февраля 2023 г.], https://direct.argusmedia.com/newsandanalysis/article/2423350 .

фактическая мощность в среднесрочной перспективе задает максимально допустимую планку для потенциальных поставок на уровне намного ниже объемов, к которым стремятся власти Казахстана.

В то же время у администрации терминалов Актау и Курык имеются амбициозные планы по расширению инфраструктуры при условии наличия достаточного объема инвестиций:

- ***Актау.*** Актауский международный морской торговый порт, построенный в 1963 году, с 2013 года принадлежит национальной железнодорожной компании «Казахстан темир жолы» (КТЖ). Нефтедобывающие компании имеют доступ к порту по нефтепроводу и по железной дороге. По нефтепроводу, оператором которого является КТО, осуществляется транспортировка нефти в южном направлении с месторождений, расположенных на полуостровах Бузачи и Мангышлак, а сырая нефть, поступающая с других направлений, попадает в Актау по железной дороге.[39] КМТФ и другие организации арендуют причалы в Актауском порту (в частности, три причала переданы КМТФ в имущественный наем сроком на 49 лет). При этом в 2022 году отгрузка нефти в порту осуществлялась только на двух из четырех терминалов. Текущие инициативы по расширению мощностей в Актау включают реконструкцию 9-го и 10-го причалов; они были выведены из эксплуатации восемь лет назад, но теперь их снова намереваются задействовать, хотя, как сообщается, для этого также понадобится замена сегмента трубопровода КТО. В целом меры, которые в настоящее время реализуются или находятся на рассмотрении, включая повышение эффективности операций, с точки зрения руководства Актауского порта, способны увеличить его мощность по перевалке нефти до 17 млн т в год (340 000 барр. в сутки).[40]
- ***Курык.*** В порту Курык, расположенном в 70 км к югу от Актау и введенном в эксплуатацию в 2017 году, имеются возможности для перевалки нефти и нефтепродуктов с использованием железнодорожных паромов. Несмотря на то, что Курык меньше Актау, время в пути для танкерных перевозок от него до Баку короче, и, по имеющейся информации, его акватория более глубоководная по сравнению с Актау. Однако, как и в случае Актау, в порту Курык также требуется расширение мощностей и проведение дноуглубительных работы. Имеются планы по увеличению мощности порта Курык до 20 млн т в год (400 000 барр. в сутки). В настоящее время проводится предварительное базовое проектирование (pre-FEED), охватывающее инфраструктуру для хранения и отгрузки нефти, а также другие объекты; по оценкам ТОО «SEMURG INVEST», которое занимается развитием портовой инфраструктуры, затраты на проект составят 50 млн долл.[41]

5.5 Динамика нефтепереработки и рынка нефтепродуктов

5.5.1 Недавние изменения в казахстанском балансе нефтепродуктов

В 2022 году объем переработки на НПЗ в Казахстане вырос на 5,2% до 17,9 млн т, что было обусловлено ростом внутреннего спроса на нефтепродукты, видимое потребление которых повысилось также на 5,2% до 15,9 млн т; при этом совокупный экспорт нефтепродуктов увеличился на 3,7% до 2,6 млн т, а импорт – снизился на 0,8% до 0,7 млн т (см. Таблицу 5.7 «Баланс нефтепродуктов в Казахстане»).

В 2022 году объем переработки на НПЗ достиг рекордного показателя, превысив уровень, наблюдавшийся до пандемии (17,0 млн т в 2019 г.), а производство всех основных видов нефтепродуктов продемонстрировало рост второй год подряд. При этом видимое потребление нефтепродуктов в 2022 году было самым высоким с момента обретения Казахстаном независимости. Рост по-прежнему был сконцентрирован в сегменте моторного топлива, к которому относятся дизельное топливо, бензин и авиационное топливо. Следует отметить, что в 2022 году также значительно увеличился экспорт мазута, который по сути является побочным продуктом переработки: на его долю пришлось 90% от совокупного объема экспорта казахстанских нефтепродуктов.[42]

В то же время в Казахстане в 2023 году, очевидно, в целом возрастет потребность в импорте отдельных нефтепродуктов, учитывая активный спрос на них наряду с увеличением работ по техобслуживанию на нефтеперерабатывающих заводах, а также внеплановую остановку двух крупных НПЗ в июле 2023 года (что, скорее всего, отрицательно скажется на темпах переработки). При этом уже ранее предполагалось, что суммарные потребности Казахстана в импорте нефтепродуктов в 2023 году (как было заявлено Министерством энергетики в феврале 2023 года) составят 700 000 т для дизельного топлива и 300 000 т для авиационного топлива (тогда как в 2022 году было импортировано около 200 000 т дизельного топлива и около 100 000 т керосина). Динамика баланса нефтепродуктов в Казахстане за период с января по июнь указывает на напряженную ситуацию с предложением вышеуказанных двух видов средних дистиллятов на рынке страны в целом (см. Таблицу 5.8 «Ключевые тенденции для основных видов нефтепродуктов в Казахстане за первые шесть месяцев 2023 г.»).[43]

39 Этот железнодорожный маршрут имеет особенность, которая увеличивает стоимость транспортировки нефти по нему в Актау. Хотя собственником и оператором железнодорожной сети Казахстана является КТЖ, последний участок (протяженностью 17 км) железнодорожного маршрута до Актау принадлежат частному казахстанскому предприятию АО «Каскор-Транссервис», которое взимает на этом участке тариф (за тонно-километр), значительно превышающий обычный тариф КТЖ за перевозки по своей системе.

40 *Каспийский вестник, «Порт Актау не может перевалить весь объем нефти»,* 3 мая 2023 г., http://casp-geo.ru/port-aktau-ne-mozhet-perevalit-ves-obem-nefti/.

41 S&P Global Commodity Insights, Platts Oilgram News, I*NTERVIEW: Kazakh port developer Semurg Invest offers 'Plan B' for country's crude exports,* April 2023 [S&P Global Commodity Insights, Platts Oilgram News, *«ИНТЕРВЬЮ: Казахстанская компания SEMURG INVEST, занимающаяся развитием портовой инфраструктуры, предлагает 'План Б' для экспорта сырой нефти из страны»,* апрель 2023 г.].

42 В 2022 году Объединенные Арабские Эмираты перехватили первенство у Нидерландов в качестве главного направления экспорта казахстанского мазута, импортировав 1,0 млн т.

43 Еще одним продуктом, относительная нехватка которого складывается в стране, является битум; в сентябре 2022 г. в Послании народу Президент

Таблица 5.7 Баланс нефтепродуктов в Казахстане (млн т)

Наименование налога	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Изменение (%) 2021-22
Объем переработки	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	17,0	17,9	5,2
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)	13,5	12,9	13,0	13,4	14,0	12,6	13,8	14,9	7,9
Дизельное топливо	4,6	4,7	4,4	4,7	5,0	4,7	5,0	5,4	8,5
Бензин	2,9	3,0	3,1	4,0	4,5	4,5	4,8	5,0	3,1
Керосин	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,4	0,6	0,7	14,7
Мазут	4,1	3,2	3,4	3,2	3,1	2,4	2,8	3,3	17,9
флотский	0,3	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	1,1
топочный	3,8	3,0	3,4	2,9	2,9	2,3	2,6	3,1	19,2
Смазочные масла	---	---	---	---	--	--	--	--	
Другие	2,6	3,4	3,8	4,1	3,8	3,8	3,8	3,5	-7,2
Битум	0,6	0,6	0,8	0,6	0,7	1,0	1,0	0,9	-10,6
Кокс нефтяной и прочие остаточные продукты	0,9	0,9	1,3	1,5	1,6	1,7	1,6	1,5	-4,0
Потери и расход на собственные нужды (% от объема переработки)	6,4	11,1	12,8	18,3	17,6	20,2	18,7	16,6	-10,8
Видимое потребление									
Нефтепродукты, всего	11,5	12,5	12,9	14,7	14,7	14,4	15,2	15,9	5,2
Дизельное топливо	4,6	5,1	4,7	4,9	5,2	5,2	5,1	5,5	7,2
Бензин	4,3	4,1	4,1	4,5	4,5	4,0	4,7	5,0	5,7
Керосин	0,3	0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6	0,8	19,6
Мазут	0,1	-0,2	-0,4	0,3	0,5	0,9	0,7	0,9	26,4
Другие	2,2	3,2	4,0	4,4	3,9	3,9	4,0	3,8	-4,2
Экспорт									
Нефтепродукты, всего	4,9	43,9	4,0	3,4	2,8	2,3	2,6	2,6	3,7
Дизельное топливо	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,1	-46,7
Бензин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,0	-76,0
Керосин	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,1
Мазут	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6	2,1	2,4	14,7
Другие	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-23,0
Импорт									
Нефтепродукты, всего	1,9	11,9	2,0	1,7	0,5	1,0	0,7	0,7	-0,8
Дизельное топливо	0,2	0,4	0,5	0,5	0,2	0,7	0,3	0,2	-47,4
Бензин	1,4	1,1	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3 508,3
Керосин	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	56,7
Мазут	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-86,7
Другие	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	29,7

Источник: S&P Global Commodity Insights, Министерство энергетики РК, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

Таблица 5.8 Ключевые тенденции для основных видов нефтепродуктов в Казахстане за первые шесть месяцев 2023 г. (тыс. т)

	Янв-июнь 2022	Янв-июнь 2023	Изменение (%)		Янв-июнь 2022	Янв-июнь 2023	Изменение (%)
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)				**Экспорт**			
Дизельное топлив	2 700,3	2 773,3	2,7	Дизельное топливо	44,6	52,8	18,4
Бензин	2 471,5	2 585,5	4,6	Бензин	0,9	0,0	-100,0
Керосин	360,61	298,8	-17,1	Керосин	3,8	6,7	77,5
Мазут	1 648,5	1 558,3	-5,5	Мазут	1 045,5	1 287,7	23,2
Видимое потребление				**Импорт**			
Дизельное топливо	2 677,7	2 952,5	10,3	Дизельное топливо	22,0	232,0	954,0
Бензин	2 471,2	2 587,9	4,7	Бензин	0,6	2,4	300,4
Керосин	389,6	436,3	12,0	Керосин	32,7	144,1	340,7
Мазут	603,0	270,6	-55,1	Мазут	0,0	0,0	-100,0
Чистый экспорт							
Дизельное топливо	22,6	-179,2	-893,9				
Бензин	0,3	-2,4	-904,5				
Керосин	-29,0	-137,5	374,8				
Мазут	1 045,5	1 287,7	23,2				

Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

Касым-Жомарт Токаев обратил внимание на необходимость устранения дефицита битума в Казахстане, а в июле 2023 г. Казахстан и Россия достигли договоренности об увеличении втрое годового объема импорта дорожного битума (до 300 000 т в год). См. Kazakhstan Newsline, Bitumen supplies from Russia to Kazakhstan increase to 300,000 tonnes per year, 21 July 2023 *[Kazakhstan Newsline, «Поставки битума из России в Казахстан увеличиваются до 300 000 тонн в год»,* 21 июля 2023 г.], https://newsline.kz/article/1124878/.

Таблица 5.9 Объем производства основных видов нефтепродуктов на главных НПЗ Казахстана (млн т)

	2018	2019	2020	2021	2022	Изменение (%) 2021-22
Шымкентский НПЗ						
Объем нефтепереработки	4,8	5,4	4,8	5,2	6,2	20,2
Автомобильный бензин	1,3	1,9	2,0	1,9	2,1	10,5
Дизельное топливо	1,2	1,5	1,4	1,6	1,9	24,3
Авиационное топливо	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	15,8
Мазут	0,8	0,7	0,3	0,6	1,0	60,7
Павлодарский НХЗ						
Объем нефтепереработки	5,3	5,3	5,0	5,4	5,5	1,4
Автомобильный бензин	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	4,4
Дизельное топливо	1,7	1,8	1,6	1,7	1,8	5,2
Авиационное топливо	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	11,9
Мазут	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	7,2
Атырауский НПЗ						
Объем нефтепереработки	5,3	5,4	5,0	5,5	5,2	-4,6
Автомобильный бензин	1,2	1,2	1,1	1,4	1,3	-7,4
Дизельное топливо	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	-5,9
Авиационное топливо	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	10,1
Мазут	1,1	1,2	1,1	1,2	1,2	1,7

Источник: S&P Global Commodity Insights, КМГ. © 2023 S&P Global.

5.5.2 Обзор основных тенденций для трех главных НПЗ

Три главных НПЗ – Шымкентский, Павлодарский и Атырауский – в совокупности обеспечили 94,4% объема нефтепереработки в Казахстане в 2022 году. Они являются основными источниками светлых нефтепродуктов в стране. Шымкентский НПЗ – крупнейшее нефтеперерабатывающее предприятие на данный момент – нарастил объем переработки на 20,2% до 6,2 млн т и был основным производителем бензина, дизельного топлива и авиационного топлива в Казахстане в 2022 году. Объем переработки на Павлодарском НХЗ в 2022 году также увеличился, но лишь на 1,4% до 5,5 млн т, тогда как на Атырауском НПЗ он сократился на 4,6% до 5,2 млн т. При этом Атырауский НПЗ является лидером по производству мазута в Казахстане (см. Таблицу 5.9 «Объем производства основных видов нефтепродуктов на главных НПЗ Казахстана»).

Хотя в 2022 году НПЗ в целом хорошо обеспечивали внутренние рынки, все же периодически возникала нехватка некоторых видов нефтепродуктов в целом или их дефицит на отдельных региональных рынках; чтобы избежать такой ситуации и удовлетворить растущий внутренний спрос были внесены коррективы в графики техобслуживания Шымкентского и Атырауского НПЗ. На всех трех главных нефтеперерабатывающих заводах в течение 2023 года был намечен плановый ремонт, причем ожидаемые в этой связи сложности с предложением на рынках ряда нефтепродуктов усугублялись происходившими аварийными отключениями. В частности, на протяжении части июля объем нефтепереработки в Казахстане упал почти наполовину из-за плановых и внеплановых остановок на главных НПЗ.[44]

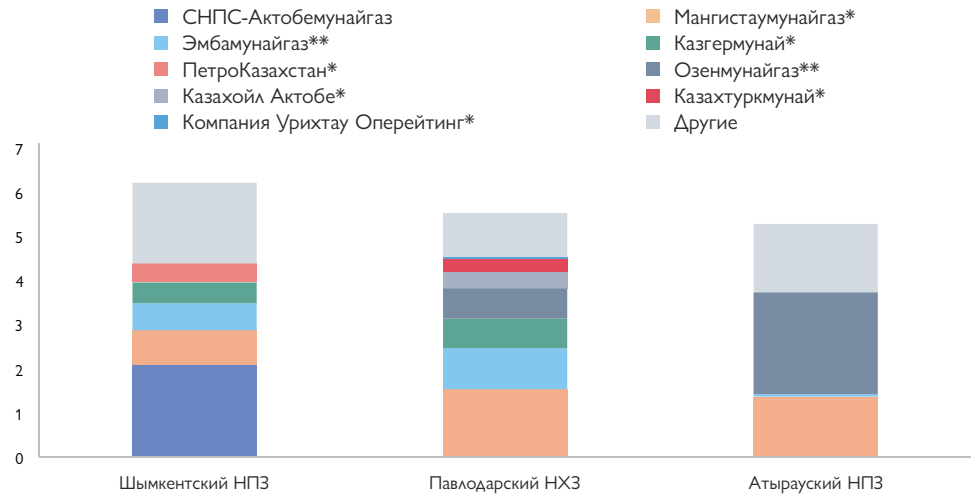
Совокупная номинальная мощность нефтепереработки [дистилляции] для трех основных НПЗ в настоящее время составляет 17,5 млн т в год: по 6,0 млн т на Шымкентском НПЗ и Павлодарском НХЗ и 5,5 млн т на Атырауском НПЗ. Однако все они обычно в течение нескольких месяцев в году работают с превышением мощности. Фактическая мощность как Шымкентского НПЗ, так и Павлодарского НХЗ составляет более 6,5 млн т в год, а объем переработки на Атырауском НПЗ обычно составляет более 450 000 т в месяц, иногда доходя до 500 000-510 000 т в месяц, из чего можно сделать вывод, что его фактическая мощность достигает около 6 млн т в год. Все три завода нацелены на расширение и/или модернизацию существующих мощностей нефтепереработки. Центральное место в планах властей Казахстана по расширению мощностей переработки нефти в стране принадлежит Шымкентскому НПЗ, поскольку рост внутреннего спроса сконцентрирован на юге страны: в мае 2023 года Президент Касым-Жомарт Токаев объявил, что мощность Шымкентского НПЗ будет увеличена вдвое – до 12 млн т в год. Помимо этого, правительство намерено продолжать наращивать производство дизельного топлива на Павлодарском НХЗ: совместное предприятие КМГ и французской компании Air Liquide планирует построить на заводе установку по производству водорода, что позволит получать до 160 000 т зимнего дизельного топлива ежегодно. Этот проект подчеркивает, насколько важным для Казахстана является преодоление зависимости от импорта (российского) дизельного топлива – несмотря на процесс интеграции в рамках ЕАЭС и даже несмотря на то, что производство дополнительных объемов дизельного топлива внутри страны может обходиться дороже, чем его ввоз из России. В свою очередь, для Атырауского НПЗ приоритетными направлениями являются расширение мощностей на 1,2 млн т в год и развитие производства электроэнергии: после произошедших в июле 2023 года перебоев в электроснабжении власти Казахстана призвали ускорить реализацию планов по строительству газотурбинной электростанции.

Павлодарский НХЗ и Атырауский НПЗ в настоящее время относительно хорошо обеспечены сырой нефтью, добываемой КМГ, хотя на Павлодарский НХЗ фактически поступает

44 *См. Kazakhstan Newsline, Oil refining in Kazakhstan decreases by almost half,* 10 July 2023 [*Kazakhstan Newsline, «Нефтепереработка в Казахстане сократилась почти наполовину»,* 10 июля 2023 г.],

https://newsline.kz/article/1123478/; *Kazakhstan Newsline, Shymkent refinery in Kazakhstan ready to operate as usual,* 19 July 2023 [*Kazakhstan Newsline, «Шымкентский НПЗ в Казахстане готов к работе в штатном режиме»,* 19 июля 2023 г.], https://newsline.kz/article/1124675/.

Рисунок 5.12 Поставки сырой нефти на главные НПЗ Казахстана с разбивкой по производителям в 2022 г. (млн т)



Примечания: *СП КМГ; **Дочерняя компания, полностью принадлежащая КМГ.
Источник: S&P Global Commodity Insights, КМГ.

© 2023 S&P Global.

российская сырая нефть в рамках схемы встречных (своповых) поставок с участием «Роснефти» и CNPC, согласно которой КМГ поставляет CNPC эквивалентный объем казахстанской сырой нефти через Казахстанско-Китайский Трубопровод.[45] Нефть, перерабатываемая на Шымкентском НПЗ, в основном поступает с объектов, не принадлежащих КМГ – главным образом от совместных предприятий и независимых производителей Актюбинской и Кызылординской областей, а крупнейшим поставщиком на протяжении последних лет является АО «СНПС-Актобемунайгаз», на долю которого в 2022 году пришлось около трети от совокупного объема поставок сырой нефти на этот завод (см. Рисунок 5.12 «Поставки сырой нефти на главные НПЗ Казахстана с разбивкой по производителям в 2022 г.»).

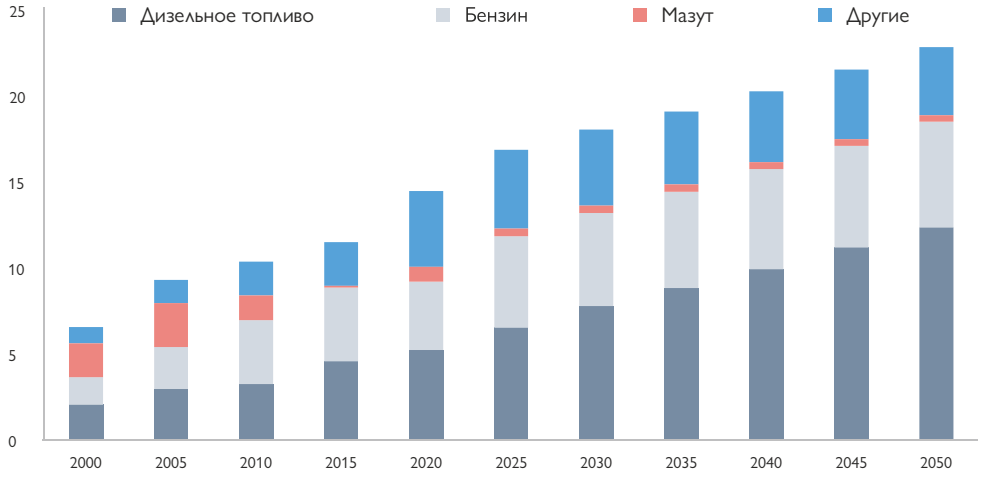
5.5.2.1 Проблемы поставок сырья

С рисками, связанными с поставками сырья, на протяжении прогнозного периода сталкивается каждый из крупных НПЗ, учитывая текущий спад добычи нефти на действующих месторождениях, которые традиционно являются их поставщиками. Это в конечном счете ставит задачу решения проблемы нефтеснабжения перед властями Казахстана, поскольку в рамках существующей системы график поставок сырой нефти на НПЗ определяет Министерство энергетики. Представляется, что в особенно уязвимой позиции находится Шымкентский НПЗ, поскольку он не располагает альтернативами, позволяющими оперативно заменить его традиционные источники поставок сырой нефти, а также является наиболее «чувствительным» среди всех НПЗ к сложностям в работе независимых добывающих компаний. Стоимость транспортировки сырой нефти, поставляемой такими компаниями на Шымкентский НПЗ (по сниженным внутренним ценам), может быть довольно высокой (в некоторых случаях протяженность маршрута поставок достигает 2 000 км, в результате чего стоимость транспортировки – в частности, из Атырау – составляет порядка 24 долл. за тонну). Поскольку Шымкентский НПЗ в относительно высокой степени опирается на независимые компании в части поставок сырья, на его работе способны опосредованно отразиться негативные последствия искусственного занижения внутренних цен для поставщиков: тогда как КМГ теоретически может компенсировать убытки от продаж на внутреннем рынке за счет доходов от экспортных поставок, которые реализуются по более высоким ценам, независимые производители традиционно располагают менее широким доступом к экспортным рынкам, в результате чего для них более велика вероятность сокращения расходов на разведочно-добывающую деятельность и, как следствие, поставок на казахстанский рынок, если внутренние цены не будут покрывать затраты и обеспечивать окупаемость инвестиций.

Все три НПЗ по-прежнему работают по схеме процессинга, которая призвана покрыть финансирование проводившейся в 2014-18 гг. программы модернизации стоимостью 6 млрд долл., однако в более долгосрочной перспективе такая схема может оказаться неоптимальной, учитывая потребность нефтеперерабатывающих заводов в поставках сырой нефти. В рамках схемы процессинга поставщики сырой нефти платят нефтеперерабатывающим предприятиям за ее переработку и сохраняют за собой право собственности на полученные нефтепродукты, которые впоследствии продают. Тарифы на процессинг для Атырауского НПЗ и Павлодарского НХЗ устанавливает КМГ, а для Шымкентского НПЗ – Совет директоров компании «ПетроКазахстан». В 2022 году тариф на процессинг составлял 91,7 долл./т

45 Павлодарский НХЗ, расположенный неподалеку от северо-восточной границы Казахстана с Россией, получает сырую нефть из России по причинам, объясняющимся относительно целесообразной логистикой. Добывающие предприятия, ведущие деятельность в западной и южно-центральной частях Казахстана, направляют свои объемы на Павлодарский НХЗ номинально – согласно договоренности о встречных (своповых) поставках с «Роснефтью» в рамках ее экспорта в Китай; т.е. казахстанская нефть, учитываемая как поставки на Павлодарский НХЗ, фактически идет в Китай по схеме встречных поставок с участием «Роснефти» и CNPC, а Павлодарский НХЗ перерабатывает российскую нефть. Однако при этом казахстанские производители несут расходы на гипотетическую транспортировку до Павлодара, а не до Алашанькоу.

Рисунок 5.13 Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

для Атырауского НПЗ, 50,1 долл./т для Павлодарского НХЗ и 76,2 долл./т для Шымкентского НПЗ. Согласно прогнозу КМГ, тарифы для всех трех НПЗ останутся неизменными до 2026 года (в тенге). При этом у казахстанских нефтеперерабатывающих предприятий имеется мало стимулов для изменения существующей схемы процессинга в течение примерно ближайшего десятилетия, поскольку им необходимо погасить значительную задолженность по займам на реализованные программы модернизации. В то же время текущая система во многом изолирует НПЗ от рыночных сил, что может лишать их мотивации к дальнейшему повышению эффективности. Таким образом, по мере погашения займов для Казахстана растет целесообразность рассмотрения более ориентированной на рынок бизнес-модели, в рамках которой НПЗ функционируют в качестве коммерческих предприятий, покупающих сырую нефть и продающих полученные из нее нефтепродукты (как это происходит в других государствах-членах ЕАЭС и большинстве остальных стран мира).[46]

5.5.3 Прогноз баланса нефтепродуктов в Казахстане

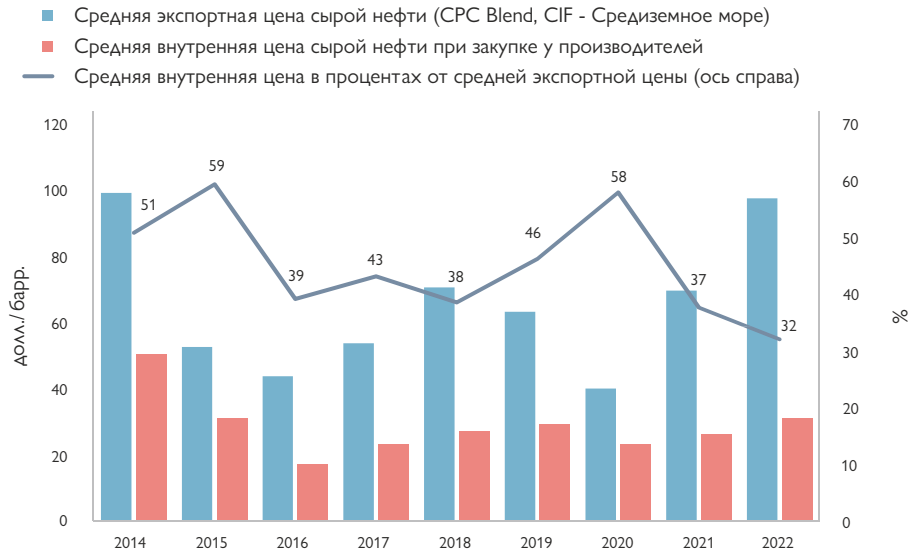
Наш базовый сценарий предполагает, что в период до 2050 года объем переработки нефти на НПЗ будет расти (в совокупности увеличившись примерно на 24% до 22,3 млн т), чтобы удовлетворить основную часть видимого внутреннего спроса на нефтепродукты, который продолжит повышаться и, согласно прогнозам, вырастет приблизительно на 43,0% до 22,8 млн т – причем существенная доля этого роста спроса придется на дизельное топливо (см. Рисунок 5.13 «Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане»). Согласно базовому сценарию, к 2045 году Казахстан станет нетто-импортером нефтепродуктов, а в 2050 году чистый импорт составит около 0,5 млн т. В 2023-50 гг. будет в основном импортироваться дизельное топливо. При этом на протяжении прогнозного периода Казахстан также увеличит экспорт ряда нефтепродуктов – особенно бензина. Мы ожидаем, что одним из основных источников роста потребления нефтепродуктов будет транспортная сфера, при том что в парке транспортных средств будут по-прежнему преобладать дизельные автомобили, а также автомобили с бензиновыми двигателями (и автомобили на СУГ).

Одним из ключевых следствий вышеуказанных тенденций является необходимость значительного расширения существующих нефтеперерабатывающих мощностей. Структура роста спроса на нефтепродукты в региональном плане указывает на то, что в течение рассматриваемого периода (в конце 2020-х гг. или в начале 2030-х гг.) потребуется существенно увеличить годовую мощность Шымкентского НПЗ по переработке сырой нефти – на 3-9 млн т. С другой стороны, на Павлодарском НХЗ и Атырауском НПЗ достаточно лишь небольшого «приращения» мощностей за счет снятия отдельных производственных ограничений и повышения эффективности эксплуатации. Как отмечалось выше, правительство Казахстана предусматривает более масштабное увеличение годовой мощности Шымкентского НПЗ в среднесрочной перспективе – на 6-12 млн т. Однако при любом сценарии не исключено, что рост спроса на нефтепродукты на юге Казахстана может опережать их предложение в данном регионе. Мы предполагаем, что на юге страны в целом сохранится региональный дефицит нефтепродуктов, который может покрываться излишками продукции, имеющимися в других регионах и на других заводах (в основном на Атырауском НПЗ). При этом в северо-центральном регионе Казахстана также ожидается возникновение чистого дефицита нефтепродуктов. На протяжении бóльшей части прогнозного периода южный и северо-центральный регионы Казахстана будут испытывать дефицит бензина и дизельного топлива (относительно их регионального производства).

Наряду с общим расширением мощностей необходимо дальнейшее повышение качества отдельных нефтепродуктов. В результате модернизации казахстанские НПЗ уже в основном производят топливо стандартов К-4 (Евро-4) и К-5 (Евро-5), однако в перспективе все моторное топливо должно

46 Дополнительная информация о внутреннем рынке сырой нефти и нефтепродуктов, а также о динамике цен представлена в Главе 3 (выше), а также в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* (стр. 109-112 [в русскоязычной версии: 116-118]), и в *Национальном Энергетическом Докладе за 2019 год* (стр. 69-71 [в русскоязычной версии: 86-89]).

Рисунок 5.14 Сравнение цен на сырую нефть при реализации на внутреннем рынке Казахстана и на экспорт



Источник: S&P Global Commodity Insights, KAZENERGY. © 2023 S&P Global.

соответствовать стандарту К-5, что позволит снизить выбросы серы с 50 миллионных долей (уровня при использовании топлива стандарта К-4) до 10 миллионных долей (ppm).

5.5.4 Чувствительность траектории внутреннего спроса к ходу рыночных реформ

Вышеуказанный базовый сценарий внутреннего потребления предполагает дальнейшую либерализацию внутренних цен на сырую нефть и нефтепродукты, в результате которой примерно к 2030 году средние уровни цен сравняются с паритетными значениями «нетбэк». Соответственно, при ценах на уровне экспортного паритета у нефтедобывающих компаний Казахстана появятся стимулы для поставки на казахстанские НПЗ достаточных объемов сырой нефти, а у НПЗ появится мотивация для отправки основной части своей продукции на внутренние рынки (а образующиеся излишки пойдут на экспорт). Однако такой результат ни в коей мере не гарантирован, и в отсутствие соответствующей реформы ценообразования внутренний спрос на нефтепродукты, вероятно, будет выше предусмотренного базовым сценарием.

Регулирование цен представляет проблему не только для нефтедобывающих компаний Казахстана (которые, по сути, субсидируют искусственно заниженные цены для потребителей на АЗС за счет продажи сырой нефти по ценам значительно ниже складывающихся на мировом рынке), но и для участников казахстанского рынка нефтепродуктов (учитывая крайне ограниченную розничную наценку). Как отмечалось в Главе 3, вследствие возникающей в результате этого деформации рынка перед Казахстаном в конечном итоге остро встает вопрос энергетической безопасности, поскольку такая ситуация приводит к «серому» экспорту в виде нерегистрируемого оттока казахстанских нефтепродуктов из приграничных регионов в соседние страны – такие как Россия и Кыргызстан – где цены на них значительно выше.[47]

Официальная либерализация цен на бензин марок АИ-92 и АИ-93 в Казахстане состоялась в сентябре 2015 года, а на дизельное топливо – в июле 2016 года, но при этом сохранилось регулирование розничных цен на бензин АИ-80 (используемый главным образом в сельском хозяйстве). Однако, несмотря на официально состоявшуюся либерализацию, все внутренние цены на моторное топливо в Казахстане продолжают в значительной мере регулироваться. При этом средний уровень внутренних цен на сырую нефть, как правило, даже ниже по сравнению с сопоставимыми международными маркерными сортами, чем средний уровень внутренних цен на нефтепродукты. В 2022 году средняя внутренняя цена сырой нефти при закупке у производителей составляла лишь около 32% от средней цены главного экспортного потока казахстанской нефти, а в 2021 году данный показатель составлял 37% (см. Рисунок 5.14 «Сравнение цен на сырую нефть при реализации на внутреннем рынке Казахстана и на экспорт»). Тем не менее, поставки на внутренний рынок все же обеспечивают положительную маржу, во многом благодаря более низким расходам на транспортировку (по сравнению с экспортом) и более низкой ставке НДПИ.

Январские события 2022 года временно развернули вспять сформировавшийся ранее импульс к повышению внутренних цен за счет либерализации: после массовых протестов правительство постановило заморозить цены на бензин и дизельное топливо, а также на СУГ. В январе 2023 года государственное регулирование цен на моторное топливо было решено продлить на неопределенный срок, хотя

47 Разница в ценах служит стимулом для перенаправления казахстанского моторного топлива потребителям из соседних государств в различных формах, включая личное использование, перепродажу и транзит. Неофициальные данные свидетельствуют о значительных объемах «серого» экспорта как дизельного топлива (для грузовых автомобилей), так и бензина (для легковых автомобилей) в последние годы. Например, по оценкам S&P Global, ежегодно помимо ~150 000 т дизельного топлива, которые потребляются транспортом правомерным образом, еще примерно 150 000-200 000 т, судя по всему, приходятся на «серый» экспорт из Казахстана.

премьер-министр Алихан Смаилов заявил, что в правительстве прорабатывается вопрос по планомерному переходу к рыночному ценообразованию на нефтепродукты.

Впоследствии власти Казахстана начали поднимать верхнюю планку цен на бензин и дизельное топливо, а в августе 2022 года ввели двухуровневую систему дифференцированных розничных цен на дизельное топливо, в соответствии с которой для иностранных граждан устанавливались более высокие цены на него, чем для граждан Казахстана, в целях борьбы с хронической проблемой трансграничной утечки и продаж на «сером» рынке.

Как отмечалось выше (см. Главу 3), в апреле 2023 года правительство повысило предельную розничную цену на бензин АИ-92 (до 205 тенге или около 0,45 долл.) за литр и в том же месяце постановило продолжить введенную ранее общую дифференциацию цен на дизельное топливо, одновременно повысив уровень предельных розничных цен на него для граждан Казахстана в рамках этой системы. В частности, вышедшим в апреле 2023 года приказом были установлены следующие показатели розничных цен на дизельное топливо:

- Для граждан Казахстана[48]: 295 тенге (0,65 доллара США) за литр до определенного объема в зависимости от типа транспортного средства: а именно до 100 литров в сутки для легковых автомобилей и до 300 литров в сутки для грузовых автомобилей, автобусов и других специальных/специализированных автомобилей.
- Для иностранных граждан, а также для граждан Казахстана в случае приобретения дизельного топлива в объеме, превышающем вышеуказанные лимиты: 450 тенге (1 долл.) за литр.

Хотя исчерпывающие сведения о влиянии дифференцированных цен на дизельное топливо на его трансграничные потоки отсутствуют, судя по неофициальным данным, проблема «утечки» дизельного топлива за рубеж на юге Казахстана сохраняется, что свидетельствует о проблемных аспектах, связанных с практическим продвижением либерализации цен.

В то же время заявления казахстанских властей указывают на то, что они в принципе нацелены на более масштабные реформы цен на моторное топливо. В частности, в июне 2023 года с предложением привязать цены на бензин в Казахстане к мировым котировкам нефти и/или нефтепродуктов выступил заместитель директора департамента топливно-энерге-тического комплекса Агентства по защите и развитию конкуренции Куат Асамбеков. Однако график таких ценовых изменений пока не определен, и Асамбеков подчеркнул, что подобная реформа будет осуществляться поэтапно.[49]

Тем не менее, два значимых обстоятельства, которые ожидаются в середине 2020-х гг., вероятно, все же подтолкнут правительство страны к дальнейшей либерализации внутренних цен на нефть:

- ***Императивы интеграции рынка нефти в рамках ЕАЭС.*** Предстоящий в 2025 году запуск общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС означает, что Казахстану будет сложно далее противостоять воздействию рыночных сил, и в конечном итоге цены в стране так или иначе достигнут ценового паритета с соседями (см. Главу 3). Россия – крупнейший производитель, потребитель и экспортер нефтепродуктов в ЕАЭС, поэтому динамика российского рынка, очевидно, будет играть решающую роль в конъюнктуре, складывающейся на общем рынке в целом. Цены российских нефтепродуктов, по сути, базируются на экспортном паритете; при этом в России экспортная пошлина и стоимость транспортировки создают «разрыв» между внутренними и экспортными ценами, однако к 2024 году предусмотрена поэтапная отмена экспортной пошлины в рамках более широкой налоговой реформы.
- ***Все более напряженная ситуация с предложением сырой нефти в Казахстане на фоне спада совокупного объема добычи наряду с продолжающимся ростом внутреннего спроса.*** Одним из наиболее значимых драйверов либерализации внутренних цен является ожидаемое сокращение предложения сырой нефти после 2025 года. Как отмечалось выше, добыча нефти в Казахстане предположительно выйдет на максимальную отметку примерно в 2025 году, а затем начнет снижаться, однако внутренний спрос на сырую нефть продолжит расти на фоне увеличения внутреннего потребления нефтепродуктов. Более того, спад добычи, очевидно, будет изначально сконцентрирован на старых месторождениях КМГ, которые традиционно являются основными источниками поставок сырья для казахстанских НПЗ.

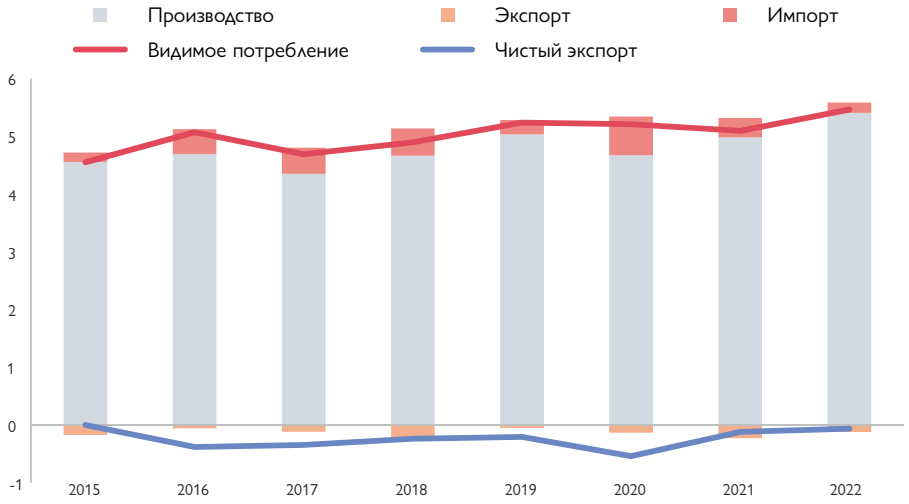
Наряду с отменой контроля над ценами, весомую роль в обеспечении поставок с казахстанских НПЗ в объеме, достаточном для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты в течение прогнозного периода, может сыграть дополнительное реформирование структуры рынка сырой нефти и нефтепродуктов. При действующей системе недропользователи продают сырую нефть на внутренний рынок (казахстанские НПЗ) по прямым договорам с давальцами; в настоящее время централизованная торговля нефтью отсутствует. В свою очередь, давальцы получают нефтепродукты по вышеупомянутой схеме процессинга и извлекают прибыль из продажи корзины нефтепродуктов, поступающей с НПЗ за поставляемую ими сырую нефть, розничным реализаторам и вторичным оптовым поставщикам – по оптовым отпускным ценам НПЗ. Давалец сырой нефти является посредником, который, как представляется, практически не способствует реальной рыночной эффективности (продуктивности) по сравнению с другими ключевыми участниками цепочки создания стоимости.

Стремясь сократить количество непродуктивных участников, Министерство энергетики и Агентство по защите и развитию конкуренции рассматривают вопрос о проведении реформ, которые лишат посредников возможности ведения деятельности в сегменте распределения нефтепродуктов, если они: (1) не имеют права собственности в отношении добычи/переработки/продажи нефтепродуктов или (2) не имеют в

48 Технически приказ ограничивает продажу дизельного топлива по сниженным ценам кругом лиц, предъявляющих казахстанское водительское удостоверение или свидетельство о регистрации транспортного средства, выданного в Республике Казахстан, но на практике это, по сути, означает граждан Казахстана.

49 *LS, «В Казахстане предлагают привязать цены на ГСМ к нефти»,* 22 июня 2023 г., https://lsm.kz/v-kazahstane-predlagayut-ceny-na-gsm.

Рисунок 5.15 Баланс дизельного топлива в Казахстане в 2015-22 гг. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

собственности нефтебаз или АЗС. На сегодняшний день эти предложения остаются на бумаге, однако наблюдаются признаки того, что основные НПЗ Казахстана стремятся уменьшить роль посредников. В частности, в апреле 2023 года Министерство энергетики сообщило, что Атырауский НПЗ начал отходить от ранее принятой схемы аутсорсинга: руководство завода начало возвращать в свое ведение обязанности по выполнению широкого спектра видов деятельности по всей цепочке создания стоимости, которые ранее выполнялись посредниками (выводились на аутсорсинг), включая функции сервисных цехов по техобслуживанию и ремонтных цехов, оперирование железнодорожными путями и грузоотправление. При этом отмечалось, что аналогичные меры осуществляются на Павлодарском НХЗ и Шымкентском НПЗ.[50] Также планируется нарастить биржевую торговлю нефтепродуктами, что должно еще в большей степени снизить роль посредников. По оценкам Министерства энергетики, доля биржевых торгов неф-тепродуктами в Казахстане будет постепенно увеличиваться с уровня около 10% от объема производства в декабре 2022 года до 15-20% в 2023-24 гг.

Однако, несмотря на наличие вышеуказанных позитивных признаков, сохраняется риск, что ценовые и рыночные реформы могут проводиться недостаточно оперативно для того, чтобы стимулировать необходимые изменения. При альтернативном ценовом сценарии, согласно которому внутренние цены будут сохраняться на уровне ниже рыночного паритета, прогнозируется более значительный рост спроса, а также более существенные объемы трансграничных потоков и потребления топлива, связанного с транзитом. Такой сценарий предполагает, что власти Казахстана продолжат задействовать текущий комплекс административных мер для регулирования внутреннего рынка нефтепродуктов. Чтобы удовлетворить более высокий уровень совокупного спроса на нефтепродукты, потребуется более масштабное расширение и более серьезная модернизация нефтеперерабатывающих мощностей, чем предполагается нашим текущим базовым сценарием; при этом также усугубляется проблема обеспечения НПЗ поставками сырой нефти.

5.5.5 Ключевые тенденции для отдельных нефтепродуктов

В настоящем разделе более подробно рассматриваются тенденции баланса основных нефтепродуктов, потребляемых в Казахстане, начиная с дизельного топлива и керосина – двух ключевых продуктов, относительный дефицит которых наблюдался на внутреннем рынке в последние годы– и заканчивая бензином и мазутом.

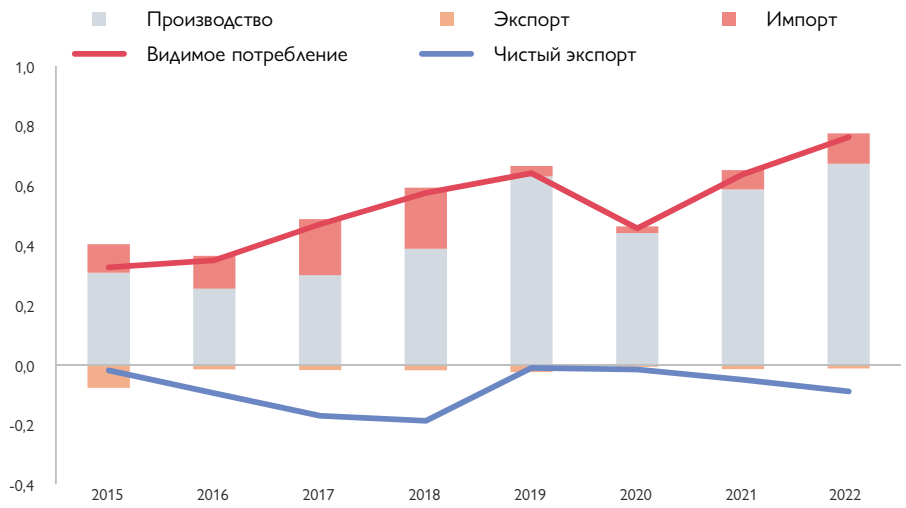
5.5.5.1 Дизельное топливо

Дизельное топливо – самая крупная (среди нефтепродуктов) составляющая ассортимента НПЗ Казахстана и казахстанского баланса внутреннего потребления. Оно находит широкое применение в стране и используется во многих отраслях экономики, а крупнейшим его потребителем является транспортная сфера (грузовой автотранспорт). Главными поставщиками дизельного топлива на внутренний рынок являются Petrosun и КМГ, выступающие в роли дистрибьюторов. Спрос в основном удовлетворяется за счет внутреннего производства, однако в течение 2016-22 гг. Казахстан ежегодно оставался нетто-импортером дизельного топлива в относительно небольших объемах.

В 2022 году производство дизельного топлива выросло на 8,5% до 5,4 млн т, видимый спрос на него повысился на 7,2% до 5,5 млн т, тогда как импорт сократился на 47,4% до 178 000 т, а экспорт снизился на 46,7% до 119 000 т (см. Рисунок 5.15 «Баланс дизельного топлива в Казахстане в 2015-22 гг.»). Скачок внутреннего спроса на дизельное топливо в 2022 году, очевидно, объясняется сочетанием таких факторов как дальнейшее восстановление после пандемии, более высокие темпы базового экономического роста и увеличение объемов трансграничных перевозок. Спросу также содействовал рост

50 *LS, «В Казахстане нашли способ избавить НПЗ от посредников»,* 5 апреля 2023 г., https://lsm.kz/v-kazahstane-pridumali-kak-izbavit-npz-ot-posrednikov.

Рисунок 5.16 Баланс керосина в Казахстане в 2015-22 гг. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

грузовых перевозок через Казахстан. В первой половине 2023 года объем производства дизельного топлива на казахстанских НПЗ продолжал отставать от внутреннего спроса: в январе- июне 2023 года производство выросло всего на 2,7% до 2,8 млн т, тогда как внутреннее потребление повысилось на 10.3% до 3,0 млн т; в свою очередь, импорт за первые шесть месяцев увеличился в несколько раз – до 232 000 т, а экспорт вырос на 18,4% до 53 000 т.

Базовый сценарий S&P Global предполагает, что в 2023-50 гг. производство дизельного топлива довольно сильно возрастет, увеличившись на 90% до 10,3 млн т в 2050 году, однако при этом потребление повысится на 126% до 12,3 млн т. На протяжении прогнозного периода будет расти потребность в импорте, и в 2050 году чистый импорт дизельного топлива составит 2,1 млн т. По нашим прогнозам, основным драйвером увеличения внутреннего спроса на дизельное топливо станут автомобильные грузоперевозки (включая транзит), что обусловлено базовым ростом ВВП и необходимостью транспортировки товаров. Другие источники спроса (в частности, сельское хозяйство или промышленность) будут демонстрировать более медленный рост.

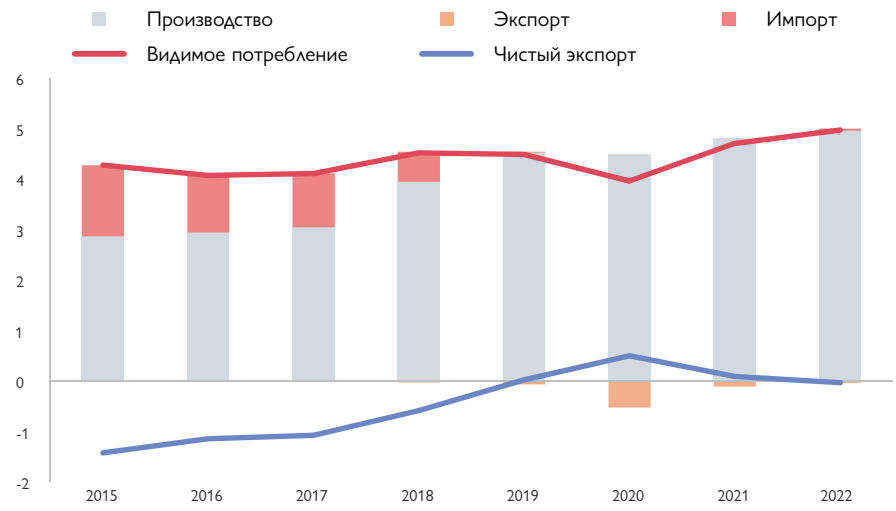
5.5.5.2 Керосин

Традиционно являясь нетто-импортером керосина (в основном авиационного), Казахстан временами приближался к выходу на самообеспечение после модернизации НПЗ: в 2022 году более 85% потребления было покрыто за счет внутреннего производства, тогда как в 2016 году этот показатель составлял менее 60%. Авиакеросин используется в гражданской и военной авиации, и начиная с 2015 года спрос на него рос быстрыми темпами в связи с широким распространением туризма и увеличением авиаперелетов в Казахстане: в 2016-22 гг. среднегодовые темпы роста составляли 10% (даже с учетом падения почти на 30% в 2020 году). В региональном плане спрос сосредоточен на юге Казахстана (главным центром спроса является алматинский хаб). Распределение поставок авиакеросина для авиакомпаний утверждается на ежемесячной основе Министерством энергетики совместно с Министерством индустрии и инфраструктурного развития.

По данным казахстанского Бюро национальной статистики, в 2022 году совокупный объем производства керосина (в основном авиационного) в Казахстане вырос на 14,7% и достиг нового исторического максимума на отметке 673 000 т; при этом видимый спрос повысился на 19,6% и также обновил рекорд, составив 762 000 т; в свою очередь, импорт вырос на 56,7% до 101 000 т, а экспорт оставался незначительным – 12 000 т (см. Рисунок 5.16 «Баланс керосина в Казахстане в 2015-22 гг.»). В 2023 году объем импорта керосина в Казахстан будет еще выше, поскольку производство не успевает за ростом потребления. Однако на протяжении части летнего периода в стране фактически действовал запрет на импорт авиакеросина из России, поскольку, согласно заявлениям казахстанских властей, избыток предложения приводил к риску затоваривания и сокращению производства этого продукта на НПЗ страны. За январь-июнь 2023 года выпуск авиакеросина сократился на 17,1% до 299 000 т, его потребление выросло на 12% до 463 000 т, а импорт подскочил на 340,7% до 144 000 т.

Точных данных за ближайшее время о производстве в Казахстане авиационного топлива с разбивкой по его видам не имеется, но известно о намерении расширить производство авиакеросина Jet A-1, чтобы обслуживать больше международных рейсов и способствовать росту значимости Казахстана в качестве центральноазиатского транзитного хаба. Западные санкции во многом лишили Россию ее традиционной роли транзитного коридора и авиационного хаба для перелетов между Европой и Азией, и Казахстан стремится взять эти функции на себя, но сталкивается с конкуренцией со стороны других стран Центральной Азии и Турции. Одним из факторов, на который международные авиакомпании обращают внимание при выборе маршрутов, является наличие Jet A-1 – стандартного для большинства стран мира вида авиационного топлива. При этом наиболее распространенным видом авиационного топлива, используемым в настоящее время в Казахстане (и в целом на постсоветском пространстве), является авиакеросин ТС-1. Он одобрен большинством производителей авиационной

Рисунок 5.17 Баланс бензина в Казахстане в 2015–22 гг. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

техники, но обладает немного более высокой летучестью, чем Jet A-1, из-за более низкой температуры вспышки.[51] Один из высших сортов авиационного топлива премиального качества – РТ – с 2018 года в Казахстане выпускает Павлодарский НХЗ, на котором не производится топливо ТС-1.

Согласно нашему базовому сценарию, в период с 2023 г. по 2050 г. производство керосина вырастет на 79% до 1,2 млн т в год. Ожидается, что к концу 2020-х гг. внутреннего предложения вновь станет достаточно для удовлетворения спроса в стране, однако с 2030-х гг. Казахстан, вероятнее всего – хоть и в незначительной мере – вернется к статусу нетто-импортера керосина (в основном из России), но объемы импорта предположительно будут оставаться скромными. Ведущую роль в минимизации зависимости от импорта и связанных с этим рисков в плане национальной безопасности в течение прогнозного периода будут играть расширение и модернизация казахстанских НПЗ наряду с внутренними реформами рынка авиатоплива:

- ***Ожидается, что наибольший прирост производства авиационного топлива обеспечит Шымкентский НПЗ после его планового расширения и дальнейшей модернизации.*** Согласно амбициозному плану КМГ, к 2030 году производство авиатоплива на Шымкентском НПЗ вырастет почти втрое – примерно до 1 млн т в год. Если это произойдет, то казахстанские НПЗ смогут полностью покрыть весь спрос на топливо со стороны казахстанской авиации.
- ***Устранить хронический дефицит авиатоплива помогло бы более широкое использование рыночных механизмов посредством биржевых торгов.*** Основные поставщики-дистрибьюторы (такие как КМГ и Petrosun) поставляют авиакеросин потребителям в соответствии с официальными планами, однако аэропорты и авиакомпании систематически жалуются на нехватку топлива и задержки его поставок, что, по-видимому, во многом является результатом существующей централизованной системы распределения и слабого развития биржевых торгов. Лишь небольшая доля авиационного топлива реализуется через биржи (около 10% от общего объема), и это не играет роли в ценообразовании на внутреннем рынке; биржевые цены, как правило, ниже среднего уровня оптовых цен, которые, в свою очередь, обычно ниже цен импорта.[52]

5.5.5.3 Бензин

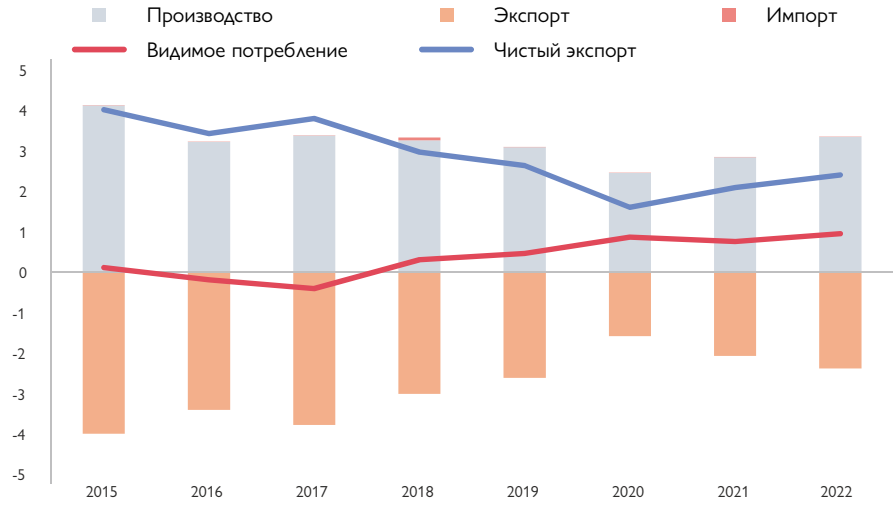
Бензин занимает второе место среди нефтепродуктов по объему производства и потребления в Казахстане. Крупнейшим производителем бензина в стране является Шымкентский НПЗ. Каждый из нефтеперерабатывающих заводов главным образом обеспечивает бензином определенный регион страны. По последним из имеющихся данных, свыше 80% поставок бензина АИ-92 и бóльшую часть поставок бензина АИ-95 на внутренний рынок совместно обеспечивали Petrosun и КМГ; объем реализации через товарные биржи относительно невелик (официальный целевой показатель продаж бензина на товарной бирже составлял всего 10% от совокупного объема ранее в текущем году, однако предполагается, что к 2025 году доля бензина, реализуемого через биржи, должна вырасти до 20%).

В 2022 году производство бензина выросло на 3,1% до 4,97 млн т – почти аналогично внутреннему спросу, который повысился на 5,7% до 4,99 млн т. Увеличение внутреннего потребления привело к сокращению экспорта, который снизился на 76% до 20 000 т, тогда как импорт вырос в несколько раз – до 43 000 т, в результате чего в 2022 году, впервые с 2018 года, Казахстан вновь – в небольших объемах – стал нетто-импортером бензина (см. Рисунок 5.17 «Баланс бензина в Казахстане в 2015-22 гг.»). За первые шесть месяцев

51 Минимальная температура вспышки для авиакеросина ТС-1 составляет 28°C, а для Jet A-1 – 38°C.

52 Централизованный процесс распределения авиакеросина в Казахстане расходится с мировой практикой: большинство авиакомпаний или аэропортов в мире приобретают топливо непосредственно на рынке по долгосрочным контрактам, что позволяет им сокращать расходы за счет эффекта масштаба. Существующая в Казахстане система вынуждает авиакомпании, которым требуется больше топлива, приобретать дополнительные объемы в срочном порядке по относительно более высоким ценам. Внедрение механизма, функционирующего на более конкурентной основе, способно сгладить дисбаланс спроса и предложения.

Рисунок 5.18 Баланс мазута в Казахстане в 2015-22 гг. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

2023 года как производство, так и потребление автомобильного бензина выросли примерно на 5% до 2,6 млн т.

Согласно нашему базовому сценарию, в 2050 году внутреннее производство бензина вырастет на 50% до 7,5 млн т. При этом видимый спрос повысится на 23,0% до 6,1 млн т. В результате ожидается увеличение объемов экспорта в несколько раз: в 2050 году чистый экспорт составит 1,3 млн т. В более долгосрочной перспективе драйвером спроса на бензин в целом будет увеличение количества частных автомобилей (вследствие роста личных доходов населения и ВВП). До 2050 года прогнозируется лишь ограниченное распространение альтернативных видов транспортных средств (не с бензиновым двигателем), таких как электромобили, автомобили на КПГ/СПГ и т.п. В то же время одним из ключевых факторов, ограничивающих рост спроса на бензин, будет повышение топливной эффективности двигателей.

5.5.5.4 Мазут

Мазут – темный нефтепродукт с относительно низкой добавленной стоимостью. Поскольку на внутреннем рынке традиционно складывается его избыток, большие объемы мазута экспортируются. В Казахстане мазут в основном потребляется в сфере электроэнергетики/теплоснабжения и в сельском хозяйстве, а внутренние цены на него для социально значимых потребителей регулируются. Лидером по потреблению мазута является северо-центральный регион Казахстана, где наблюдается высокая концентрация предприятий электроэнергетики, теплоснабжения и промышленности, а обеспеченность трубопроводным газом традиционно низкая (поэтому мазут служит вспомогательным или основным видом топлива). Если говорить об экспорте, то мазут обычно находит применение в качестве промежуточного сырья на НПЗ с более сложными технологиями переработки (прежде всего в Европе), а также в качестве судового бункерного топлива.

В результате модернизации НПЗ производство и экспорт мазута с 2018 года сокращались, но, тем не менее, он продолжает производиться в значительных объемах; в 2022 году на фоне роста переработки на НПЗ производство мазута увеличилось на 18% до 3,3 млн т (самый высокий уровень с 2017 года). В этой связи, хотя видимый спрос также повысился – до 0,9 млн т (максимальный показатель с 2010 года), экспорт вырос до 2,4 млн т (см. Рисунок 5.18 «Баланс мазута в Казахстане в 2015-22 гг.»). Судя по всему, при существующей конфигурации НПЗ на них, вероятно, образовывалось больше излишков мазута в качестве побочного продукта в ходе наращивания производства пользующихся повышенным спросом более светлых нефтепродуктов. В течение первых шести месяцев 2023 года тенденции производства и потребления мазута сменились на противоположные, поскольку Казахстан в более существенной мере прибегал к импорту некоторых светлых нефтепродуктов (дизельного топлива и керосина) для удовлетворения растущего внутреннего спроса, что снижало объемы вынужденного производства побочных темных нефтепродуктов. В январе-июне 2023 года производство мазута упало на 5,5% до 1,6 млн т, а внутренний спрос снизился на 55,1% до 271 000 т, но даже при этом экспорт вырос на 23,2% до 1,3 млн т.

В долгосрочной перспективе прогнозируется сокращение производства мазута на 73,2% до 0,9 млн т в год к 2050 году. Ожидается, что дальнейшая модернизация НПЗ и снятие производственных ограничений будет способствовать повышению доли светлых нефтепродуктов в общем объеме производства, в результате чего доля темных нефтепродуктов сократится. Однако при этом предполагается, что внутренний спрос на мазут в течение прогнозного периода снизится всего на 4% и останется на уровне около 1 млн т, в связи с чем экспорт мазута из Казахстана довольно резко снизится. Тем не менее, ожидается, что на казахстанских НПЗ по-прежнему будет образовываться значительный избыток мазута, который необходимо будет экспортировать, хотя его чистый экспорт упадет на 79% до 0,5 млн т в 2050 году.

5.6 Общие выводы

Ниже приводятся ключевые выводы S&P Global на основании изложенного выше анализа:

► ***Разведка и добыча: за недавно произошедшими позитивными изменениями в регуляторном и фискальном режимах в сфере разведки и добычи должны последовать более существенные реформы, если Казахстан намерен успешно конкурировать за привлечение средств в условиях ограниченности глобального инвестиционного капитала.*** Среди значимых мер, недавно принятых Казахстаном в целях содействия росту инвестиций и расширению деятельности в сфере разведки и добычи, следует отметить процедуру электронных аукционов по участкам недр, которая действует с 2020 года, и утверждение механизма УМК для сложных проектов, который действует с 2023 года. Однако обе указанные инициативы не оправдывают ожиданий в плане привлечения новых масштабных инвестиций, поскольку предлагаемые стимулы проигрывают в сравнении с теми, которые обеспечивают международным компаниям другие страны. Дополнительные реформы, в настоящее время находящиеся на рассмотрении правительства, не уделяют должного внимания многим из проблем, связанных с рисками негеологического характера, которые отрицательно сказываются на притоке новых инвестиций в разведку и добычу. Но, тем не менее, они все же включают ряд перспективных инициатив, намеченных к реализации в ближайшем будущем – таких как внесение изменений и дополнений в Кодекс «О недрах и недропользовании», благодаря которым добывающие предприятия получат больше свободы в части отклонения от плановых проектных показателей без необходимости прохождения обременительных административных процедур, а также расширение сферы действия альтернативного налога на недропользование с включением в нее зрелых месторождений.

► ***Хранение и транспортировка: стремление Казахстана к диверсификации экспорта нефти с акцентом на транскаспийские направления призвано снизить зависимость от российских маршрутов и совокупный уровень риска в данном сегменте, однако, учитывая инфраструктурные ограничения и высокую стоимость транспортировки, официальные целевые показатели транскаспийских поставок, вероятно, придется пересмотреть в сторону понижения.*** К главным потенциальным преимуществам транскаспийского направления относятся существенный объем свободных мощностей нефтепровода Баку–Тбилиси–Джейхан и более широкий доступ к мировым рынкам. В отличие от этого, другой основной экспортный маршрут для Казахстана в обход России – Казахстанско-Китайский Трубопровод – не способен обеспечить выход на большое количество рынков. Тем не менее, масштабные планы правительства, предполагающие увеличение объемов экспорта транскаспийской нефти в несколько раз, представляются чрезмерно амбициозными. Участники сегмента хранения и транспортировки, скорее всего, будут не готовы взять на себя существенные дополнительные расходы, которые при этом потребуются – в частности, на расширение флота, терминалов и прочей инфраструктуры – особенно в отсутствие официальных обязательств по увеличению поступающих объемов со стороны поставщиков сырой нефти. Также остается неясным, в каком именно масштабе реально необходима диверсификация, чтобы снизить совокупный экспортный риск до приемлемого уровня.

► ***Переработка и сбыт: чтобы обеспечить надлежащий уровень снабжения растущего внутреннего рынка нефти, требуется либерализация цен наряду с расширением мощностей НПЗ.*** Одним из наиболее значимых драйверов либерализации внутренних цен, наряду с интеграцией в рамках ЕАЭС, является ожидаемое после 2025 года сокращение предложения сырой нефти. В связи со спадом добычи на старых месторождениях КМГ нефтепереработчикам потребуются альтернативные источники сырья. При правильных ценовых сигналах часть необходимых поставок может поступить из объемов добычи МНК и менее крупных независимых казахстанских производителей нефти. Если же внутренние цены будут искусственно удерживаться на низком уровне, властям страны, вероятно, придется по-прежнему прибегать к далеко не оптимальному комплексу административных мер для того, чтобы обеспечить поступление достаточных объемов сырой нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок – при этом внутренний спрос будет выше, чем в противоположном случае, а также потребуется более существенное расширение НПЗ и более масштабные инвестиции. Следует также учитывать и иные аспекты, имеющие отношение к обеспечению энергетической безопасности – в том числе необходимость пресечения «утечки» дешевого казахстанского моторного топлива потребителям в соседних государствах.



ГЛАВА 6

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ И ХОД РЕАЛИЗАЦИИ ОБЩЕЙ СТРАТЕГИИ ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА

6. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ И ХОД РЕАЛИЗАЦИИ ОБЩЕЙ СТРАТЕГИИ ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА

6.1 Ключевые моменты

► Одним из приоритетных направлений для Казахстана является расширение использования газа в экономике и изменение базового экономического профиля отрасли. Для реализации этой задачи 18 июля 2022 г. Правительство страны утвердило Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022–2026 годы, а также учредило нового национального оператора по газу – АО «Национальная компания «QazaqGaz». QazaqGaz осуществляет деятельность в качестве полноценной вертикально-интегрированной газовой компании по всей производственно-сбытовой цепочке, включая геологоразведку, добычу, транспортировку и реализацию.

► В качестве одного из элементов этой программы предусматривается наращивание располагаемой ресурсной базы газа в стране за счет повышения инвестиционной привлекательности проектов разработки газовых месторождений, которое призвано способствовать увеличению совокупного объема газодобычи. В течение ближайших 5–7 лет планируется ввести в эксплуатацию семь новых перспективных нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, которые должны обеспечить прирост добычи сырого газа в объеме до 4,2 млрд м^3 в год к 2030 году.

► В целях обеспечения существенного прироста объемов газа в соответствии с Комплексным планом развития газовой отрасли на 2022-2026 годы политическое руководство страны, а также национальные энергетические компании АО НК «КазМунайГаз» и АО «НК «QazaqGaz» сфокусировались на двух подходах: (а) снижение затрат на разведку и добычу на новых месторождениях наряду с оптимизацией законодательной базы, регулирующей их лицензирование (Улучшенный модельный контракт); а также (б) повышение цен, по которым газ, добываемый на этих новых месторождениях, закупается у его производителей в рамках административной структуры, которая находится в ведении созданной в порядке реорганизации национальной газовой компании QazaqGaz.

► Еще одной из ключевых целей наращивания объемов предложения газа является повышение обеспеченности товарным газом за счет расширения мощностей газопереработки. Однако стоимость таких новых мощностей очень высока, поскольку на них предполагается переработка высокосернистого попутного газа. К 2030 году Казахстан планирует прирост новых перерабатывающих мощностей в объеме 10 млрд м^3 в год.

► В 2022 году в казахстанской политике формирования цен для конечных потребителей произошло важное нововведение, предполагающее более дифференцированный подход к ценообразованию за счет выделения трех новых категорий потребителей: крупные коммерческие потребители, майнеры криптовалют и социально-незащищенные слои населения. Ожидается, что первые две группы (крупные коммерческие потребители и майнеры криптовалют) будут осуществлять оплату по более высоким ценам, что позволит покрыть более высокую стоимость добычи и импорта «нового» газа. В свою очередь, для социально-незащищенных слоев населения устанавливается значительно более низкая цена.

► Помимо этого, в конце 2022 года Правительство одобрило внесение изменений и дополнений в Закон «О газе и газоснабжении», согласно которым предельные цены оптовой реализации природного газа устанавливаются на пятилетний срок (тогда как ранее это происходило на ежегодной основе), чтобы обеспечить более долгосрочные гарантии для участников газового рынка. Предельные цены оптовой реализации устанавливаются на региональном уровне, а также для предприятий, использующих природный газ для производства КПГ или СПГ в целях дальнейшей реализации конечным потребителям. Приказом Министра энергетики РК №246 от 30 июня 2023 года утверждены предельные оптовые цены товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан, предназначенного для последующей реализации крупным коммерческим потребителям, лицам, осуществляющим цифровой майнинг, или лицам по производству электрической энергии для осуществления цифрового майнинга на период с 1 июля 2023 года по 30 июня 2024 года. На следующие годы предусмотрена возможность ежегодного повышения в пределах 20-75% с целью вывести их на экономически приемлемый (обеспечивающий рентабельность) уровень.

► В 2022 году валовая добыча газа в Казахстане, согласно отчетным данным, составила 53,2 млрд м^3, немного снизившись по сравнению с 2021 годом. Производство товарного газа (без учета объемов обратной закачки) в 2022 году составило 36,0 млрд м^3. В более долгосрочной перспективе складывается напряженная ситуация с предложением товарного газа на фоне значительного внутреннего спроса, особенно в контексте перехода с угля на газ в электроэнергетике. Это связано с тем, что производство товарного газа, вероятнее всего, будет ограничиваться регулярной необходимостью в обратной закачке, которая останется важным и экономически эффективным вариантом утилизации газа для операторов добывающих проектов. Ожидается, что производство товарного газа выйдет на пиковый уровень в середине 2030-х гг. на отметке около 42 млрд м^3 в год, что соотносится с графиками строительства запланированных новых мощностей газопереработки.

► С момента обретения независимости Казахстан добился успеха в создании единой внутренней газотранспортной и газораспределительной системы. Однако на эффективности инфраструктуры транспортировки газа отрицательно сказывается высокая степень ее износа и, как следствие, низкая пропускная способность. Дочерняя структура

QazaqGaz – АО «Интергаз Центральная Азия» – намерена модернизировать газотранспортную систему и разработала план на период до 2030 года, призванный существенно снизить уровень износа активов.

► Дальнейшая газификация городов и других населенных пунктов Казахстана остается одним из главных стратегических приоритетов Правительства. Страна вышла на целевой уровень газификации (56%), намеченный на 2030 год, на девять лет раньше предусмотренного срока – в 2021 году. Недавно была поставлена новая цель: обеспечить 65% населения страны поставками трубопроводного газа к 2030 году. На данный момент крупнейшими из неохваченных регионов являются северо-центральная и восточная части Казахстана. В настоящее время Правительство рассматривает различные варианты газоснабжения этих регионов – как за счет внутренних ресурсов, так и за счет импорта.

► В 2022 году конечное потребление газа составило 19,3 млрд м^3, что на 4% больше, чем в 2021 году. Одним из значимых факторов, способствовавших такому существенному росту спроса со стороны конечных потребителей, стала газификация страны. Согласно прогнозам S&P Global к 2050 году конечное потребление газа в стране составит около 33,2 млрд м^3. При этом ожидается, что показатель использования газа в экономике будет во многом приходиться на объемы, компенсирующие сокращение потребления угля, а не на чистый прирост потребления первичных энергоресурсов.

► Экспорт в Китай в 2022 году упал на 21% – в основном из-за нехватки объемов предложения товарного газа. Хотя в зимний период 2022-23 гг. несколько факторов вызвали своего рода «идеальный шторм» с точки зрения сложностей с наличием газа в Казахстане, этот спад является симптомом более серьезной проблемы. Несмотря на то, что Казахстан остается газовым нетто-экспортером, он сталкивается с угрозой дефицита природного газа: реализуемая в стране программа газификации приводит к росту потребления, тогда как объем производства товарного газа остается практически неизменным. S&P Global предполагает, что благодаря реформам внутреннего газового рынка (таким как повышение цен и оптимизация условий разведки и добычи, внедрение культуры бережливого потребления), а также другим изменениям (таким как строительство ГПЗ и увеличение импорта) в балансе спроса и предложения газа в Казахстане произойдет сдвиг, который позволит восстановить объемы казахстанского газового экспорта в конце 2020-х гг. Мы ожидаем, что Казахстан будет оставаться нетто-экспортером примерно до 2040 года, но при этом продолжит эффективно задействовать импорт газа с севера и с юга.

► Давние планы по созданию крупного газохимического производства на западе Казахстана, судя по всему, уже приносят свои плоды. В ноябре 2022 года была запущена первая очередь газохимического комплекса в Атырау – новый завод по производству полипропилена мощностью 0,5 млн т в год; запуск второй очереди – завода по производству полиэтилена мощностью 1,25 млн т в год – ожидается к 2028 году. Казахстан хорошо обеспечен недорогими ШФЛУ (такими как этан, пропан и бутан), которые можно использовать в качестве сырья для газохимического производства. Текущая программа развития нефтегазохимической отрасли предусматривает капитальные затраты в размере около 15 млрд долл. на создание нескольких региональных кластеров, в результате чего к 2025 году должны появиться пять новых крупных предприятий. В распоряжении Казахстана имеются значительные объемы газового сырья, которые можно применять в нефтегазохимии. Однако, учитывая сложную ситуацию с предложением товарного газа, S&P Global не ожидает значительного расширения химического производства на базе газа (метана) в Казахстане.

► С 2015 года в Казахстане активно растет потребление СУГ, при этом спрос ежегодно повышался в среднем на 16% до 2021 года и вырос на 21% в 2022 году, что обусловлено главным образом быстрым увеличением спроса на автотранспортные перевозки. Согласно базовому прогнозному сценарию S&P Global производство СУГ в Казахстане увеличится почти в два раза (до уровня около 5,7 млн т) к 2035 году, но затем будет постепенно снижаться и в 2050 году составит приблизительно 5,1 млн т. Крупнейшим источником прироста внутреннего спроса в течение прогнозного периода будет нефтегазохимическая отрасль. Либерализация рынка СУГ перенесена на 2025 год.

6.2 Введение

Начиная с 2021 года газовая промышленность Казахстана занимает одно из центральных мест в процессах более масштабных преобразований и реформ общего плана. Во многом текущие перемены носят высокую актуальность и уже давно назрели. Происходящие сдвиги были обусловлены растущими сложностями с обеспечением баланса газа в стране и потенциальной угрозой дефицита газа для потребителей, что явилось следствием предшествующей односторонней политики газификации, направленной на расширение использования природного газа – прежде всего, населением – без других сопутствующих изменений. Еще одна серьезная проблема в данном отношении заключалась в нерентабельности для национальной газовой компании ее основного вида деятельности – поставок газа казахстанским потребителям.

В прошлом природный газ в Казахстане не потреблялся в значительных объемах – особенно в сравнении с сопоставимыми государствами, входящими с ним в один регион. Изобилие недорогого добываемого в стране угля отодвигало газ на второе место в национальном энергетическом балансе с точки зрения использования в экономике – причем с серьезным отрывом. Бóльшая часть предложения первичных энергоресурсов в Казахстане по-прежнему приходится на уголь, хотя доля газа растет. Первоочередными базовыми драйверами стратегии по наращиванию потребления газа внутри страны послужили утверждение широкомасштабной схемы газификации в конце 2014 года и принятие обязательств по сокращению выбросов углерода в рамках Парижского соглашения в 2016 году. С 2015 года конечное потребление газа росло в среднем на 7% в год, однако средние темпы роста предложения товарного газа, к сожалению, оказались более скромными, составляя 3,5% в год. Возникшая в этой связи напряженность с объемами предложения привела к

необходимости сократить важный для Казахстана экспорт газа в Китай, что заставило Правительство пересмотреть базовый подход к газовой отрасли.

Казахстан обеспечивает внутренние потребности в газе в основном за счет добычи попутного газа с его последующей переработкой (в товарный газ). Следует отметить, что добычу попутного газа невозможно оперативно скорректировать в соответствии с изменениями спроса, а его располагаемые объемы в значительной мере определяются решениями по добыче жидких углеводородов. Помимо этого, на наличии товарного газа отрицательно сказывается необходимость в обратной закачке и ограниченный объем газоперерабатывающих мощностей (особенно для сырого высокосернистого попутного газа). Казахстану традиционно удавалось эффективно задействовать имеющиеся в стране ресурсы попутного газа, закупая его для внутреннего рынка по очень низким ценам, которые зачастую оказывались ниже себестоимости для добывающих компаний – соответственно, поставки газа фактически субсидировались за счет экспорта нефти.

Однако в связи с ростом потребления газа и амбициозными планами по увеличению его использования в коммунально-бытовом секторе, а также в нефтегазохимии, промышленности и электроэнергетике на повестку дня в настоящее время остро встает вопрос о необходимости обеспечения дополнительных источников товарного газа за счет применения других подходов. В этой связи Правительство создало новую вертикально интегрированную национальную газовую компанию QazaqGaz, которая отвечает за весь спектр деятельности – от разведки и добычи до транспортировки, экспорта и переработки газа – выделив ее из состава национальной нефтяной компании. Получив эти новые полномочия, QazaqGaz незамедлительно заявил о необходимости внесения существенных изменений в политику и регулирование газового рынка в целом. Такие изменения нацелены главным образом на три ключевых аспекта:

- Повышение обеспеченности поставками товарного газа двумя путями – за счет строительства новых газоперерабатывающих мощностей и за счет разработки новых газовых ресурсов.
- Повышение привлекательности газовой отрасли для инвесторов за счет обеспечения стимулов для разработки новых ресурсов газа, включая новое законодательство о разведке и разработке газовых месторождений, а также более высокие цены закупки газа у добывающих компаний.
- Обеспечение более широкого признания необходимости повышения цен на газ для конечных потребителей наряду с более существенной дифференциацией их категорий (например, крупные коммерческие потребители и майнеры криптовалют), а также обеспечение общего согласия с тем, что средние цены для большинства категорий потребителей в дальнейшем будут постепенно расти.

Казахстан стремится к реализации ряда приоритетных задач в газовой сфере. В их число входит увеличение использования газа в экономике в целом, включая повышение уровня газификации коммунально-бытового сектора, наращивание газохимического производства и расширение применения газа в других отраслях промышленности, прежде всего в электроэнергетике. Последнее особенно важно, учитывая недавние проблемы с надежностью электроэнергетических сетей наряду с ростом доли ВИЭ, что говорит о необходимости расширения маневренных генерирующих мощностей. Другими общепризнанными приоритетами являются продолжение экспорта газа в Китай и эффективное использование импортируемого газа на севере и юге страны для обеспечения общих системных потребностей. Проблема для Казахстана заключается в том, что новые источники газа будут более дорогостоящими, независимо от того, где именно они будут находиться. При этом газ, добываемый внутри страны, вероятнее всего, будет обходиться дороже (но обеспечит более высокий уровень энергетической безопасности), а импортируемый газ (даже при более низкой стоимости по сравнению с «новым» казахстанским газом) несет риски в плане энергобезопасности. В настоящей главе рассматриваются текущие тенденции газовой отрасли Казахстана и прогнозируются перспективы ее развития.

6.3 Запасы и геологоразведка

Располагая богатыми запасами газа, Казахстан входит в 20 наиболее обеспеченных газовыми ресурсами стран мира (см. Рисунок 6.1 «20 стран-лидеров по извлекаемым (доказанным и вероятным) запасам газа»).[1] По состоянию на 2023 год объем запасов газа в Казахстане согласно отчетным данным составлял 3,79 трлн м^3.[2] По оценкам S&P Global, в настоящее время доказанные и вероятные (2P) запасы газа в Казахстане составляют 138 трлн куб. футов (4 трлн м^3) и в основном сосредоточены в Прикаспийском бассейне (в западной части страны).[3] На территории Прикаспийского бассейна находится 89% запасов газа Казахстана и расположены три гигантских месторождения нефти и газа – Карачаганак, Тенгиз и Кашаган – жемчужины нефтегазовой отрасли страны. Более 300 млрд м^3 извлекаемых запасов приходится на два других значимых бассейна в западной части Казахстана – Каспийско-Центрально-Мангышлакский и Северо-Устюртский – которые обладают благоприятным геологоразведочным потенциалом (см. Таблицу 6.1 «Расчетные запасы газа по категории 2P в Казахстане с разбивкой по бассейнам в 2023 г.»). Чуть более половины запасов приходится на попутный газ (находящийся в коллекторе в смеси с жидкими углеводородами), а

1 Предполагается, что по состоянию на конец 2020 года только «доказанные» («1P» согласно принятой в международной практике классификации) запасы Казахстана составляли 2,3 трлн м^3 (оставшись практически неизменными с 2016 года) или 1,2% от общемирового объема (согласно *Статистическому обзору мировой энергетики компании BP* [*BP Statistical Review of World Energy*] за июль 2023 г.) По этому показателю Казахстан занимает четвертое место среди стран СНГ (после России, Туркменистана и Азербайджана) и 16-е место в мире.

2 Данные по запасам указаны в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (по категориям A+B+C_1+C_2), что приблизительно соответствует принятой в международной практике категории «доказанных и вероятных» (2P) запасов. Чуть более половины (около 57%) из них приходится на попутный газ (находящийся в коллекторе в смеси с жидкими углеводородами), а оставшаяся часть – на «свободный» газ (около 1,6 трлн м^3). В государственном балансе на 2022 год учитываются запасы газа на 287 месторождениях.

3 Оценочный показатель запасов немного снизился по сравнению с приведенным в *Национальном Энергетическом Докладе за 2021 год* (152 трлн куб. футов [4,4 трлн м^3]) – главным образом вследствие переоценки запасов Каспийского региона и нескольких более крупных месторождений, включая Кашаган, Тенгиз, Ростошинское и Рожковское.

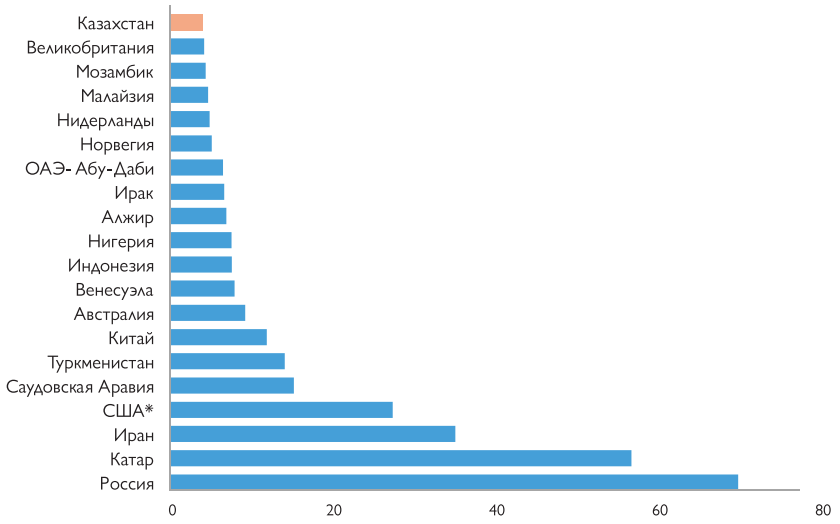
оставшаяся часть – на «свободный» газ. Почти 85% запасов газа находится на десяти крупнейших месторождениях (включая упомянутую выше «большую тройку», а также Жанажол, Имашевское, Королевское, Узень и Жетыбай), однако они залегают на значительной глубине (до 5 км) и зачастую имеют высокое содержание серы, что усложняет процесс разработки и добычи на месторождениях, и характеризуется относительно высоким уровнем затрат на добычу и переработку.

Если говорить об операторах, то в тройку лидеров по объему запасов газа входят НКОК, КПО и ТШО (см. Рисунок 6.2 «Запасы газа по категории 2P в Казахстане в 2023 году с разбивкой по операторам»). Единственным другим крупным оператором по объему ресурсной базы является АО «CNPC-АктобеМунайГаз», наиболее существенные запасы газа которого расположены на месторождении Жанажол (они составляют около 3,4% от совокупного объема извлекаемых запасов в Казахстане).

В менее сложных для разработки газовых месторождениях Казахстана (с небольшой глубиной залегания или не содержащих серы) присутствуют лишь относительно небольшие запасы газа. Они в основном имеют только локальное значение, обеспечивая поставками потребителей, находящихся в непосредственной близости. При этом разработка месторождений такого типа ведется главным образом за пределами западного региона Казахстана – в частности, в Кызылординской, Жамбылской, Туркестанской и Восточно-Казахстанской областях.

Казахстан ищет пути для наращивания существующей ресурсной базы запасов газа за счет освоения новых месторождений (см. Раздел 6.3.1). В стране было принято новое законодательство, включая механизм Улучшенного модельного контракта (УМК), чтобы повысить привлекательность казахстанской добывающей отрасли для инвесторов (см. ниже).

Рисунок 6.1 20 стран-лидеров по извлекаемым (доказанным и вероятным) запасам газа (трлн м³)



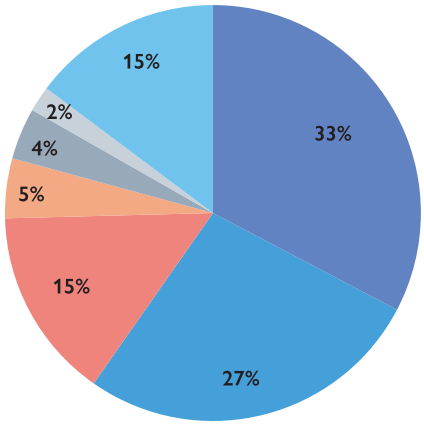
Примечания: *Включает традиционные запасы газа (только Мексиканский залив США и Аляска). Канада не включена в связи с добычей в нефтеносных песках.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Таблица 6.1 Расчетные запасы газа по категории 2P в Казахстане с разбивкой по бассейнам в 2023 г.

Бассейн	Извлекаемые запасы газа по категории 2P (млн станд. куб. футов)	Извлекаемые запасы газа по категории 2P (млн м³)
Прикаспийский бассейн	122 819 594	3 587 021
Каспийско-Центрально-Мангышлакский бассейн	7 977 885	232 999
Северо-Устюртский бассейн	3 543 254	103 483
Тургайский бассейн	2 094 202	61 162
Волго-Уральский бассейн	503 970	14 719
Шу-Сарысуйский бассейн	935 758	27 329
Зайсанский бассейн	165 290	4 827
Северо-Кавказская платформа	25 000	730
Всего	138 064 953	4 032 271

Примечания: Данные по состоянию на 25 июля 2023 г.; 2P = доказанные и вероятные запасы.
Источник: S&P Global.
© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.2 Запасы газа по категории 2P в Казахстане в 2023 году с разбивкой по операторам (млрд м³)



НКОК	1 319	33%
КПО	1 089	27%
ТШО	600	15%
CNPC-АктобеМунайГаз	188	5%
КазМунайГаз	162	4%
Мангистаумунайгаз	80	2%
Другие	595	15%
Всего	4 032	

Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

6.3.1 Планы по наращиванию ресурсной базы газа

Одной из ключевых целей Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022–2026 годы является повышение обеспеченности страны газом за счет освоения новых месторождений. Хотя самые крупные его запасы приходятся на «большую тройку» проектов, где для получения товарного газа требуется дорогостоящая переработка, план также предполагает освоение ряда перспективных газовых месторождений компаниями QazaqGaz и КМГ в течение ближайших 5–7 лет. В целом планом предусматривается ввод в эксплуатацию семи новых нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, а именно Урихтау, Западная Прорва, Придорожное, Анабай, Рожковское, Ансаган, а также Тепловско-Токаревская группа месторождений (см. Рисунок 6.3 «Новые источники газа в Казахстане: перспективные месторождения для разработки компаниями KMG и QazaqGaz»). Ожидается, что прирост добычи сырого газа от реализации этих проектов составит до 4,2 млрд м³ в год к 2030 году (см. Таблицу 6.2 «Перспективные газовые месторождения и ожидаемые объемы добычи «нового» газа к 2030 г. в Казахстане» и Рисунок 6.4 «Реализация новых проектов прироста добычи газа до 2030 г.»).

QazaqGaz

QazaqGaz объявил о планах ввести в эксплуатацию три новых месторождения в течение ближайших пяти лет. Все три месторождения расположены в Чу-Сарысуйском бассейне в южно-центральной части Казахстана:

- ***Месторождение Анабай*** в Жамбылской области намечено к вводу в эксплуатацию в 3-м квартале 2023 года.[4] Оно было открыто в 1979 году, и оценочный объем его запасов составляет 3,1 млрд м³.
- ***Месторождение Барханная-Султанкудук***, также расположенное в Жамбылской области, планируется ввести в эксплуатацию в 2026 году.[5] Оно было открыто в 1982 году, и оценочный объем его запасов составляет 0,5 млрд м³.
- Третье месторождение – ***Придорожное*** – расположенное в Туркестанской области, в настоящее время находится на стадии проектирования; добыча запланирована на 2027 год.[6] Оно было открыто в 1973 году, и оценочный объем его запасов составляет около 16 млрд м³.

Основными причинами того, что вышеуказанные три месторождения ранее не разрабатывались, являются относительно скромные объемы запасов, а также удаленность от существующей газовой инфраструктуры. В целях дальнейшего наращивания собственной газовой ресурсной базы QazaqGaz ведет работу над получением лицензий на геологоразведку новых участков в Мангышлакском, Прикаспийском и Аральском бассейнах, а также в Актюбинской области. Сообщается, что компания уже определила несколько перспективных структур и в будущем планирует провести сейсморазведочные работы (см. Таблицу 6.3 «Перспективные участки для геологоразведочных работ, определенные QazaqGaz»). В августе 2022 года QazaqGaz и азербайджанская компания SOCAR подписали Меморандум о взаимопонимании, предусматривающий разведку и разработку новых

4 Планами разработки месторождения предусматривается бурение четырех скважин (№ 17, 18, 19, 20) проектной глубиной 3 500 м. По данным QazaqGaz, стартовая добыча ожидается на уровне 16 млн м³ в год с последующим наращиванием до 40 млн м³ в год.

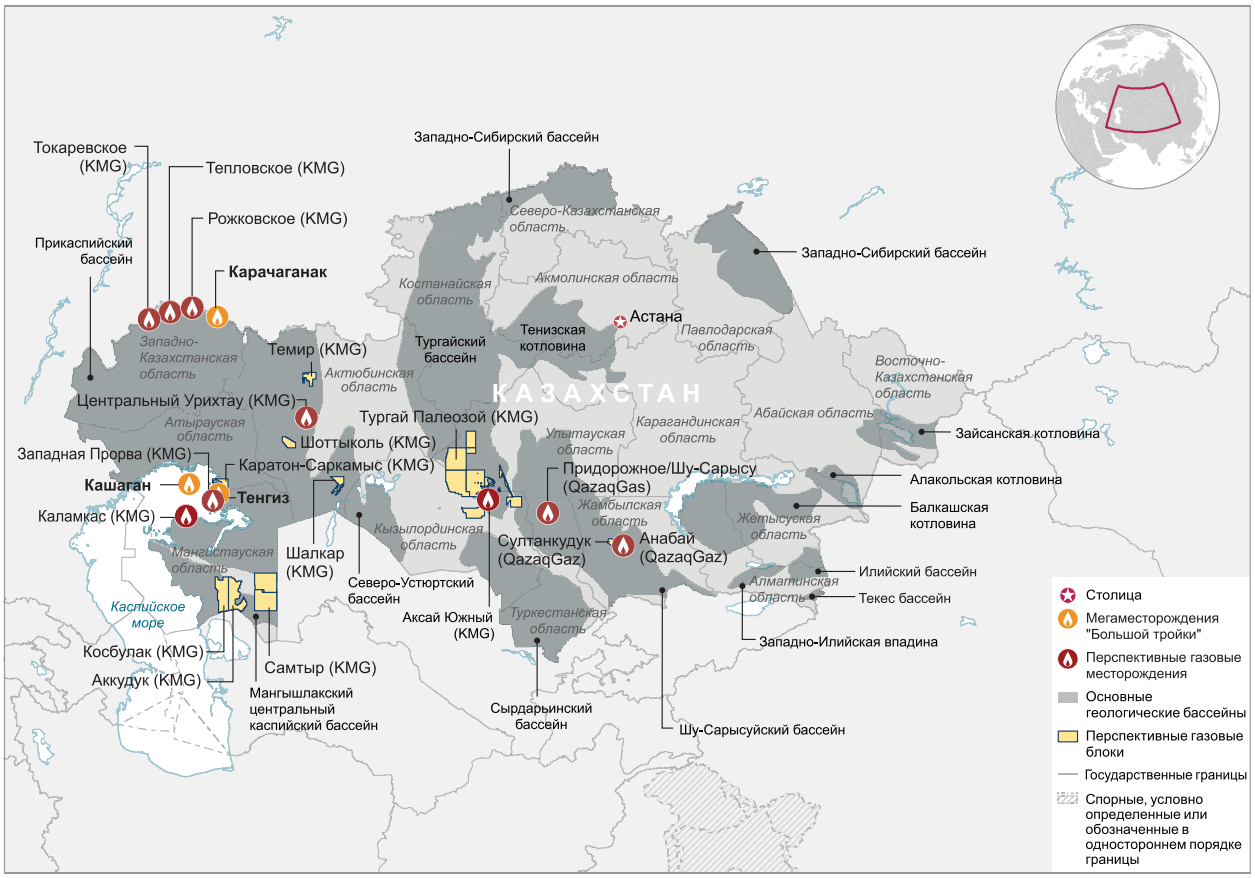
5 QazaqGaz планирует бурение трех скважин (Б-5, Б-6, К-1) на месторождении Барханная; ожидаемый объем добычи составляет 48 млн м³ в год.

6 В конце 2024 года QazaqGaz планирует начать строительство установки по переработке газа на месторождении Придорожное. Ожидается, что добыча газа составит 107 (или 142) млн м³ в год, а на более позднем этапе увеличится до 300 млн м³ в год.

газовых и газоконденсатных месторождений.[7] В начале 2023 года QazaqGaz подписал аналогичные меморандумы о сотрудничестве с компаниями Dragon Oil и Petromal Sole Proprietorship LLC на разведку и разработку газовых месторождений в Казахстане. В мае 2023 года в рамках первого саммита «Китай – Центральная Азия» QazaqGaz также подписал соглашение о сотрудничестве в области поставок газа и геологоразведки с китайской компанией CNPC.

В 2022 году QazaqGaz создал обособленное подразделение по разведке и добыче природного газа – ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz». Все новые проекты недропользования будут консолидированы в рамках этой новой дочерней структуры. QazaqGaz планирует получить еще 10 контрактов на недропользование для геологоразведки газовых месторождений.

Рисунок 6.3 Новые источники газа в Казахстане: перспективные месторождения для разработки компаниями KMG и QazaqGaz



Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям) и бассейнам (EDIN): 2009731.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитарным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

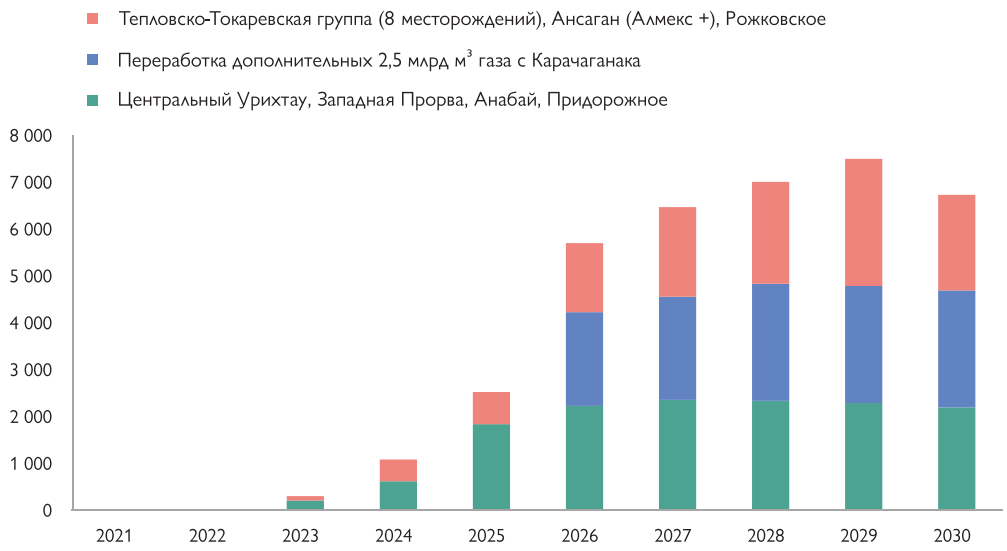
7 Помимо разведки и разработки, меморандум также предусматривает развитие газопереработки и газохимии, а также модернизацию газотранспортной отрасли.

Таблица 6.2 Перспективные газовые месторождения и ожидаемые объемы добычи «нового» газа к 2030 г. в Казахстане

Новые газовые месторождения	Ожидаемые объемы добычи газа (млн м³ в год)	Начало добычи	Компания
Центральный Урихтау	900	2026	КМГ
Западная Прорва	600	2027	КМГ
Придорожное	142	2027	QazaqGaz
Анабай	16	2023	QazaqGaz
Рожковское	980	2023	КМГ
Ансаган	462	н/д	КМГ
Барханная	48	н/д	QazaqGaz
Аксай Южный	100	2023	КМГ
Каламкас	350	2027	КМГ
Тургай Палеозой	100	2028	КМГ
Каратон Подсолевой	930	2027	КМГ
Итого	**4 628**		

Источник: S&P Global. © 2023 S&P Global.

Рисунок 6.4 Реализация новых проектов прироста добычи газа до 2030 г. (млн м³)



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Таблица 6.3 Перспективные участки для геологоразведочных работ, определенные QazaqGaz

Бассейн	Ресурсы бассейна (трлн м³)	Участок
Прикаспийский	51	Жалибек, Темир, Шоттыколь
Мангышлакский	3,2	Аккудук/Кендала, Самтыр
Карагандинский угольный бассейн	0,8	Требует определения

Источник: Анализ рабочей группы, QazaqGaz, КИОБ, экспертные интервью. © 2023 S&P Global.

КМГ

У КМГ также имеются планы по разработке месторождений, которые обеспечат «новые» объемы газодобычи: Министерством энергетики РК совместно с QazaqGaz и КМГ разработана и утверждена Дорожная карта по увеличению объемов товарного газа (см. Рисунок 6.5 «Потенциал увеличения добычи газа по активам КМГ»). При этом планируется нарастить добычу газа КМГ с 2,2 млрд м^3 в 2022 году до 6,7 млрд м^3 в 2030 году как за счет действующих активов, так и за счет освоения новых. Основное внимание уделяется разработке (уже открытых) сухопутных месторождений Центральный Урихтау и Западная Прорва как особо перспективных объектов на ближайшее будущее, но также предусматривается работа с другими месторождениями и участками.[8]

- В мае 2023 года ТОО «СП «Казгермунай» – совместное предприятие КМГ и «ПетроКазахстан Инк.» – ввело в эксплуатацию газоконденсатное месторождение ***Аксай Южный*** в Кызылординской области. Оценочный объем запасов на месторождении составляет около 2 млрд м^3, а добыча газа предполагается на уровне около 100 млн м^3 в год.
- К концу 2023 года КМГ планирует ввести в эксплуатацию ***Рожковское*** газоконденсатное месторождение в Западно-Казахстанской области.[9] Доля участия КМГ в проекте составляет 50%, а остальные доли принадлежат MOL (FED) Kazakhstan (27,5%) и First International Oil Corporation (FIOC) (22,5%). Оценочный объем извлекаемых запасов конденсата составляет 12,5 млн т, а извлекаемых запасов газа – 26,8 млрд м^3. КМГ планирует, что добываемый на месторождении газ в объеме до 1 млрд м^3 в год будет поставляться на газоперерабатывающий завод «Жаикмунай» (Nostrum Oil & Gas Plc) для переработки и последующей поставки на внутренний рынок.
- После 2024 года КМГ планирует разработку газового месторождения ***Центральный Урихтау***, которое входит в состав более широкой лицензионной территории – группы месторождений Урихтау в Актюбинской области. По оценкам КМГ, потенциал добычи газа на месторождении составляет 1 млрд м^3 в год и 209 000 т конденсата в год.
- После 2027 года КМГ намеревается увеличить производство газа на месторождении ***Западная Прорва*** в Атырауской области за счет новой добычи из его газоносных горизонтов и расширения мощностей по подготовке газа.[10] По оценкам S&P Global, извлекаемые запасы газа по категории 2P на месторождении находятся на уровне около 38 млрд м^3, тогда как согласно данным дочерней компании КМГ АО «Эмбамунайгаз» готовые к разработке запасы газа составляют 8,6 млрд м^3.
- КМГ и Министерство энергетики определили ряд других источников дополнительных объемов добычи газа на суше, в том числе: (1) расширение добычи на (сухопутном) месторождении ***Каламкас***; (2) новая добыча газа на месторождении ***Ансаган***[11] (в Атырауской области); а также (3) разведка и добыча на ***Тепловско-Токаревской группе*** месторождений.[12] Геологическая информация о вышеуказанных активах пока довольно ограничена, но в целом их разработка осложняется такими факторами как небольшой размер месторождения, неблагоприятный состав газа или низкие показатели дебита.[13]

Среди других геологоразведочных работ, которые КМГ ведет на суше, можно отметить деятельность компании на участке «Тургай палеозой» в Кызылординской области с целью обнаружения углеводородного сырья (сроки реализации проекта: 2021-27 гг.). В 2023 году компания планирует начать бурение поисковой скважины (PZ-1) глубиной 5 500 м. Решение о дальнейшей реализации проекта будет зависеть от результатов бурения. По оценкам КМГ, объем извлекаемых ресурсов составляет 23,1 млн т нефти, а сумма необходимых инвестиций в проект – 581 млрд тенге (1,3 млрд долл.).

В июне 2023 года КМГ и Министерство энергетики Республики Казахстан подписали контракт на разведку и добычу углеводородов на сухопутном участке недр Каратон Подсолевой (который также носит название ***Каратон-Саркамыс*** [Сарыкамыс]), расположенном в Атырауской и Мангистауской областях. Он находится вблизи месторождений Тенгиз и Королевское, оператором которых является ТШО, а также группы месторождений «Эмбамунайгаз» (КМГ). На данном участке было пробурено несколько неглубоких скважин в надсолевых отложениях и

8 После того как в ноябре 2021 года QazaqGaz был назначен национальным оператором в сфере газа и газоснабжения, Правительство Казахстана обновило правила разграничения деятельности национальных компаний в сфере недропользования. КМГ отвечает за разведку и добычу нефти и газа на нефтяных месторождениях, а QazaqGaz отвечает за разведку и добычу газовых ресурсов на газовых и газоконденсатных месторождениях. Разграничение деятельности между КМГ и QazaqGaz реализуется на основе взаимной договоренности. Судя по всему, газовые месторождения, которые в настоящее время находятся на балансе КМГ, так и останутся в активе КМГ (QazaqGaz пытался добиться передачи ему этих газовых активов, но безуспешно). https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2100000854.

9 Рожковское газоконденсатное месторождение было открыто в 2008 году в Западно-Казахстанской области (его разработку осуществляет ТОО «Урал Ойл энд Газ»). Контракт на добычу газа и конденсата на месторождении №4130-УВС-МЭ заключен в 2015 году.

10 Месторождение Западная Прорва было открыто в 1963 году, а добыча на нем стартовала в 1977 году. В 2007 году КМГ получил дополнительные данные сейсморазведки.

11 Месторождение Ансаган было открыто ТШО в 2006 году, а в начале 2014 года его приобрело ТОО «Фирма «АЛМЭКС ПЛЮС». Первоначально Ансаган рассматривался как месторождение нефти, однако в январе 2017 года Министерство энергетики объявило об открытии залежей «легкой нефти и газа» в девонских отложениях. Хотя Ансаган полностью принадлежит «АЛМЭКС ПЛЮС», судя по всему, КМГ выступает в роли подрядчика на выполнение оценочных работ.

12 17 июля 2023 г. компания Nostrum Oil & Gas завершила сделку по приобретению доли участия в размере 80% в компании ТОО «Позитив Инвест», которой принадлежат права недропользования по месторождению «Каменско-Тепловско-Токаревское» (группа месторождений «Степной леопард») в северной части Прикаспийского бассейна. По оценкам Nostrum, извлекаемые запасы углеводородов (условные ресурсы) группы месторождений «Степной леопард» составляют от 50 до 150 млн баррелей нефтяного эквивалента, но лишь около 20% из них предположительно приходится на жидкие углеводороды. Группа месторождений «Степной леопард» находится примерно в 60-120 км к западу от Чинаревского месторождения компании Nostrum и в 10 км от ее наливного терминала для транспортировки нефти и конденсата в Белесе. Планы разработки каждого из восьми месторождений группы будут подготовлены Nostrum совместно с «Позитив Инвест» и направлены на согласование в Министерство энергетики с целью задействовать в освоении вышеуказанных объектов существующую инфраструктуру Nostrum, что позволит повысить экономическую эффективность эксплуатации месторождений. Срок действия договора с «Позитив Инвест» истекает в декабре 2044 года. Старт добычи запланирован на 2025 год.

13 В качестве примера можно также привести месторождение Шырак, расположенное в северной части Прикаспийского бассейна недалеко от месторождения Карачаганак. Газопроявление наблюдалось здесь более десяти лет назад, но с тех пор дальнейшая деятельность была приостановлена.

обнаружены небольшие залежи нефти, однако новый проект будет направлен на неразведанные подсолевые пласты. В июне 2022 года КМГ и российское ПАО «Татнефть» подписали соглашение о намерениях по совместной реализации проекта Каратон-Саркамыс. Предполагается, что «Татнефть» будет участвовать в проекте на условиях кэрри-финансирования [согласно которым на этапе геологоразведки затраты несет инвестор]. В соответствии с опубликованным в мае 2023 года проектом Постановления Правительства Республики Казахстан «Об утверждении Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023-2027 годы» суммарный объем финансирования проекта Каратон-Саркамыс может составить 2,4 млрд долл. В настоящее время ведется подготовка к бурению глубокой разведочной скважины, начало которого намечено на 2024 год. Однако фактическая разработка месторождения и добыча на нем зависят от обнаружения углеводородов.

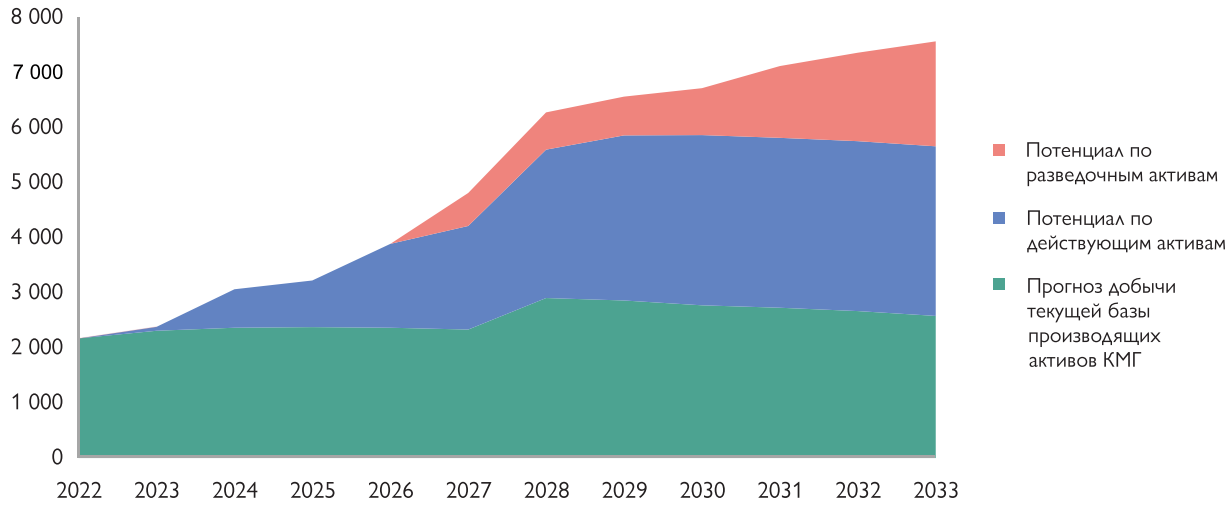
Если говорить о геологоразведке на море, то в феврале 2023 года КМГ и Министерство энергетики Республики Казахстан подписали УМК (недавно введенный механизм) на разработку морских месторождений ***Каламкас-море, Хазар и Ауэзов*** в виде единого комплексного проекта. КМГ приступил к реализации планов по совместной разработке данного проекта с российской компанией ЛУКОЙЛ.[14] Крупные международные компании, которым ранее принадлежали лицензии на вышеуказанные месторождения, отказались от них из-за низкой рентабельности разработки. Подписной бонус по проекту составляет 32 млн долл., а ожидаемые капитальные затраты – не менее 6 млрд долл.[15]

Месторождение Каламкас-море, расположенное в 75 км к юго-западу от месторождения Кашаган, было открыто в 2002 году международным консорциумом НКОК, который является оператором Кашагана. По оценкам S&P Global, запасы по категории 2P на месторождении Каламкас-море составляют 21,4 млн т (156,5 млн барр.) нефти и 6 млрд м^3 газа. Месторождение Хазар в 2007 году обнаружила возглавляемая Shell компания «Каспий Меруерты Оперейтинг Компани Б.В.» (КМОК), которая является оператором соглашения о разделе продукции (СРП) по блоку «Жемчужина».[16] Оно расположено примерно в 40 км к юго-западу от месторождения Каламкас-море и было открыто в составе контрактной территории проекта «Жемчужина», также включавшей месторождения Ауэзов и Нарын.[17] По оценкам S&P Global, запасы по категории 2P месторождения Хазар составляют 23 млн т (167 млн барр.) нефти и 2,7 млрд м^3 газа.

Месторождения Каламкас-море и Хазар расположены в Северо-Устюртском бассейне, для которого характерны относительно небольшая глубина залегания коллектора (1 500–2 000 м) и отсутствие солевого слоя в разрезе пород. Это существенно отличается от геологических характеристик месторождения Кашаган, расположенного в Прикаспийском бассейне, основной коллектор которого находится на глубине 4 200 м. Суммарный оценочный объем запасов месторождений Каламкас-море и Хазар составляет 80 млн т нефти и 9 млрд м^3 газа.

КМГ ведет геологоразведочные работы на морских месторождениях ***Абай***[18] и ***Аль-Фараби*** (которое ранее

Рисунок 6.5 Потенциал увеличения добычи газа по активам КМГ (млн м^3 в год)



Источник: КМГ, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

14 В августе 2023 года КМГ сообщил о выходе на финальную стадию оформления реализации ЛУКОЙЛу доли участия в размере 50% в ТОО «Kalamkas - Khazar Operating», созданном специально для освоения морских месторождений Каламкас-море, Хазар и Ауэзов. Компания намеревается перейти на этап разработки проектной документации до конца 2023 года.

15 Ожидается, что при наличии у ЛУКОЙЛа возможности обеспечить необходимое финансирование проект позволит создать около 2 000 новых рабочих мест; при этом он будет направлен на поддержку казахстанских компаний и подрядчиков, а также предполагает использование казахстанских портов и других объектов.

16 На тот момент акционерами КМОК были Shell (40%), Oman Pearls Company (20%) и КМГ (40%).

17 Оценочный объем запасов по категории 2P на месторождении Ауэзов составляет 5 млн т (36,5 млн барр.) нефти и 0,3 млрд м^3 газа.

18 В июле 2019 года итальянская компания Eni и КМГ подписали контракт на геологоразведочные работы и добычу углеводородного сырья на участке недр Абай в казахстанском секторе Каспийского моря. Оценочный объем запасов на вышеуказанном участке составляет 760 млн т н.э. (около 5,5 млрд барр. н.э.). Соглашение между КМГ и Eni предусматривает бурение одной разведочной скважины (глубиной 2 500 м) и проведение двухмерной (2D) сейсморазведки в объеме 700 погонных километров; общая расчетная стоимость работ составляет более 14 млрд тенге (около 31 млн долл.).

носило название «участок I-P-2»). В июле 2023 года КМГ и его партнер ЛУКОЙЛ вышли из проекта Женис после того, как поисково-разведочная скважина оказалась сухой, и перспективные пласты обнаружены не были.[19]

Приведенный выше обширный спектр проектов свидетельствует о том, что как QazaqGaz, так и КМГ имеют амбициозные планы по расширению деятельности в сфере разведки и добычи газа. Однако пока неясно, сочтут ли другие инвесторы – особенно крупные международные компании – новые изменения в законодательстве достаточно благоприятными, чтобы вкладывать средства в разработку месторождений газа в Казахстане и продолжать деятельность по реализации таких проектов.

6.4 Законодательная база в сфере разведки и добычи

Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (принятый в 2017 году) предусматривает, что интересы государства в сфере разведки и добычи природного газа представляет «национальная компания в области углеводородов». Государство – через национальный управляющий холдинг Акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (ФНБ СК) – является мажоритарным акционером этой компании. Закон «О газе и газоснабжении» от января 2012 года определяет такую компанию как «национального оператора» в сфере приобретения, транспортировки и реализации газа в рамках действующей в стране модели единого закупщика.

До конца 2021 года данным критериям отвечала дочерняя структура КМГ – АО «НК «КазТрансГаз» (КТГ). Однако в июне 2021 года Президент Республики Казахстан Касым-Жомарт Токаев указал на необходимость новой концепции газовой стратегии, которая позволила бы КТГ стать полноценной вертикально-интегрированной национальной газовой компанией, деятельность которой охватывала бы всю цепочку создания стоимости газа. В результате в ноябре 2021 года 100% акций АО «НК «КазТрансГаз» перешли от КМГ к «Самрук-Қазына». В начале 2022 года Национальная газовая компания «КазТрансГаз» по решению Правительства Республики Казахстан переименована в АО «НК «QazaqGaz», и 18 июля 2022 года Правительство Казахстана утвердило Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 годы. В то же время Правительство Казахстана внесло изменения в Постановление «Об утверждении разграничения деятельности национальных компаний в сфере недропользования», согласно которым QazaqGaz был назначен ответственным за разведку и добычу природного газа на газовых и газоконденсатных месторождениях (см. текстовую вставку «QazaqGaz в роли вертикально-интегрированной национальной компании»).

QAZAQGAZ В РОЛИ ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ КОМПАНИИ

Согласно действующему законодательству QazaqGaz не только остается монопольным оператором всей газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры Казахстана, но и имеет исключительные права на приобретение (попутного) газа у производителей, а также его реализацию на внутреннем рынке и экспорт. Создание независимой компании QazaqGaz является частью инициативы по «ребрендингу» и знаменует новый подход к роли компании, которая теперь выходит за рамки транспортировки газа (ранее основного вида ее деятельности) и предполагает более комплексный охват сфер, связанных с широкомасштабным развитием использования газовых ресурсов страны в целом. Такой шаг направлен на повышение общей инвестиционной привлекательности газовой отрасли, расширение масштаба геологоразведочных работ, оптимизацию внутренней политики формирования цен на газ и дальнейшее продвижение газификации экономики (в том числе в транспортной сфере и в части увеличения глубины переработки в нефтегазохимической отрасли). Этот новый подход предполагает:

- Новый взгляд на природный газ: теперь он рассматривается как самостоятельный ценный ресурс, а не только как побочный продукт добычи жидких углеводородов.
- Стремление к большей открытости для внешнего инвестирования и к использованию международных критериев (включая международные аудиты и западную систему показателей эффективности бизнеса).
- Изменение политики формирования цен на газ на внутреннем рынке в целях стимулирования разработки месторождений и ценообразование по принципу «нетбэк» для экспортоориентированной промышленности.
- Создание нового сегмента (разведки и добычи), основываясь на возобновлении мер по стимулированию разработки (новый модельный контракт, специальные условия для разведки и добычи газа) и, возможно, также на международных инициативах.
- Использование импорта (из Туркменистана и России) для наращивания объемов предложения на внутреннем рынке по мере необходимости.
- Сохранение курса на сокращение выбросов парниковых газов (особенно метана), что согласуется с усилиями, направленными на укрепление «зеленой» репутации компании и повышение ее привлекательности для инвесторов; это предполагается реализовать за счет модернизации/переоборудования газопроводной инфраструктуры, а также за счет внедрения цифровых и дистанционных технологий обнаружения утечек.
- Цель выйти на первичное публичное размещение акций (IPO), которое ожидается в 2024-2025 гг.

Обладая статусом «единого закупщика» в Казахстане, QazaqGaz приобретает газ у добывающих компаний (для потребления на внутреннем рынке), занимается импортными закупками газа, а также осуществляет отправку казахстанского газа, предназначенного на экспорт. Кроме того, на текущий момент QazaqGaz осуществляет строительство первой

19 КМГ и ЛУКОЙЛ подписали контракт на разведку и добычу углеводородов на блоке Женис в апреле 2019 года. Бурение первой морской скважины в рамках данного проекта состоялось в декабре 2022 года. Минимальными контрактными обязательствами по проекту предусматривались бурение одной разведочной скважины и проведение трехмерной (3D) сейсморазведки; расчетная стоимость составляла порядка 60 млн долл. 100% затрат на геологоразведку для проекта Женис профинансировал ЛУКОЙЛ. В настоящее время контрактная территория возвращена государству.

очереди ГПЗ Кашаган мощностью 1 млрд м^3 в результате передачи в доверительное управление ТОО «GPC Investment», оператора проекта газоперерабатывающего завода (ГПЗ) на Кашагане в АО «НК «QazaqGaz». Передача добычи и закупок газа в Казахстане в ведение единого национального оператора основывается на следующей логике:

- Это наделяет QazaqGaz возможностями для ***развития внутреннего рынка и газопроводной инфраструктуры*** за счет доходов от продаж потребителям внутри страны, а также от экспорта и транзита газа.
- Это позволяет государственному предприятию ***получать всю выгоду*** от разницы между ценами закупки у добывающих компаний и более высокими ценами для конечных потребителей на внутреннем рынке и экспортными ценами.
- Это ***обеспечивает наличие единого экспортного канала***, что согласуется с почти монопольной ситуацией в двух основных странах-покупателях казахстанского газа (России и Китае), а также с условиями, которые Казахстан хочет сохранить на будущем общем рынке ЕАЭС.

QazaqGaz получает доходы от трех основных видов деятельности (реализация газа на внутренних рынках, экспорт и транзит газа), а также от ряда вспомогательных видов деятельности (например, обслуживание газопроводов) (см. Рисунок 6.6 «QazaqGaz: выручка по источникам (видам деятельности) и себестоимость реализуемой продукции согласно отчетным данным»). Поскольку низкие (регулируемые) цены для конечных потребителей (которые полностью не покрывают затраты на добычу и транспортировку газа) оказывают воздействие на все аспекты цепочки создания стоимости, QazaqGaz несет финансовые убытки от своего основного бизнеса – продажи газа потребителям на внутреннем рынке. В период с 2015 г. по 2021 г. убытки компании от поставок газа на внутренний рынок составили 587 млрд тенге (1,38 млрд долл.). По оценкам QazaqGaz, в 2022–26 гг. его убытки от продаж на внутреннем рынке могут достичь 1 трлн тенге (2,2 млрд долл.), если в текущем подходе к реализации газа внутри страны не произойдет никаких изменений.

Тем не менее, с 2016 года чистая прибыль компании QazaqGaz от всей ее деятельности в целом имеет положительные значения, что связано исключительно с дополнительными доходами от растущего экспорта газа в Китай (с 2018 года) и увеличением транзитных потоков газа (с 2016 года) (см. Рисунок 6.7 «Консолидированные финансовые результаты QazaqGaz»). В 2018 году доходы от экспорта в Китай подскочили до 1,43 млрд долл. (с 0,59 млрд долл. в 2017 году). В 2022 году экспортная выручка составила 1,01 млрд долл. – в целом аналогично показателю 2021 года (1,05 млрд долл.) – что связано с относительно более высокими ценами на газ в удельном выражении в 2022 году, несмотря на снижение объемов экспорта. Таким образом, наличие газа для экспортных поставок имеет важное значение для деятельности и жизнеспособности компании в целом.

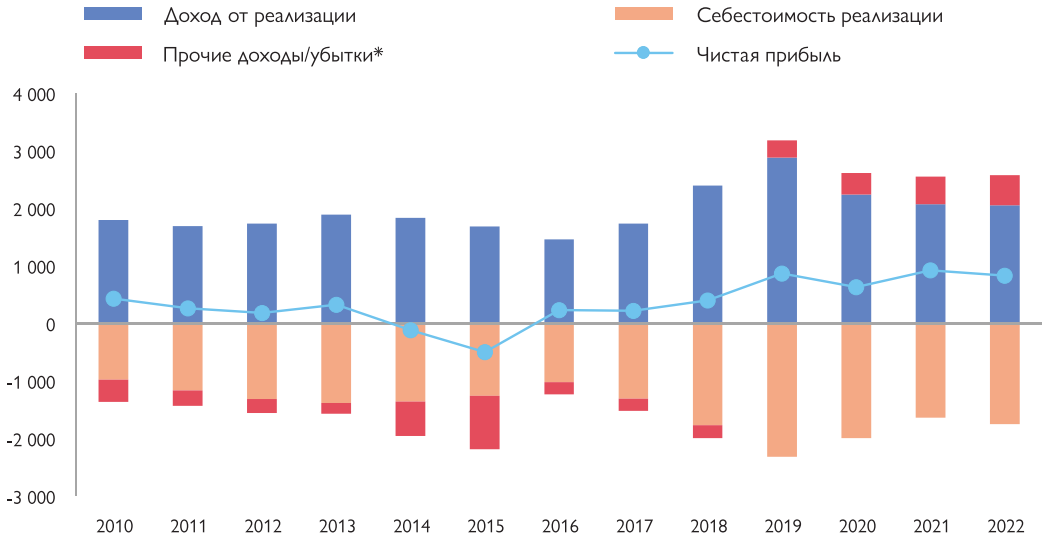
Рисунок 6.6 QazaqGaz: выручка по источникам (видам деятельности) и себестоимость реализуемой продукции согласно отчетным данным (млрд тенге)



Источник: Годовые финансовые отчеты QazaqGaz, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.7 Консолидированные финансовые результаты QazaqGaz (млн долл.)



Примечания: *Прочие доходы/убытки включают операционные расходы, финансовые затраты, подоходный налог и прибыль СП.
Источник: Годовые финансовые отчеты QazaqGaz, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Однако дальнейшая газификация означает, что убыточный сегмент бизнеса QazaqGaz продолжит расти, а объемы экспорта, вероятно, сократятся, учитывая ограниченность располагаемых объемов предложения товарного газа в Казахстане. В этой связи QazaqGaz выступил с предложением по реализации ряда изменений во внутренней политике формирования цен на газ и в условиях инвестирования, которые рассматриваются далее в настоящем докладе. Компания продолжает настаивать на внесении дополнительных поправок, нацеленных на стимулирование разработки газовых месторождений, внедрение культуры бережливого потребления, а также на обеспечение более гибких механизмов корректировки регулируемых цен и тарифов.

6.5 Стимулирование увеличения инвестиций в разведку и добычу

Для того, чтобы обеспечить существенный прирост объемов газа в соответствии с Комплексным планом развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022–2026 гг. в целях увеличения производства товарного газа до 42,1 млрд м^3 к 2030 году (с 35,7 млрд м^3 в 2022 году), Правительство Казахстана, а также национальные компании КМГ и QazaqGaz рассматривают различные пути стимулирования инвестиций в разведку и добычу. При этом сформировались два четко обозначенных подхода, которые направлены на: (а) снижение затрат на разведку и добычу на новых месторождениях наряду с оптимизацией законодательной базы, регулирующей их лицензирование (что нашло свое отражение в механизме Улучшенного модельного контракта); а также (б) повышение цен, по которым газ, добываемый на этих новых месторождениях, закупается у его производителей.[20]

6.5.1 Улучшенный модельный контракт

Стартовым импульсом к созданию Улучшенного модельного контракта (УМК) послужило состоявшееся в ноябре 2020 года заседание Совета иностранных инвесторов (СИИ) – консультативного органа Правительства Казахстана, который был создан в 1998 году с целью обеспечения диалога между представителями государственной власти и иностранными инвесторами.[21] На этом заседании руководство страны и крупные инвесторы обсудили ход разработки проекта УМК.

Основной задачей, на решение которой направлен УМК, является снижение высоких затрат на разведку и добычу в Казахстане, где значительная часть запасов углеводородов находится на трудных для разработки («сложных») месторождениях. Помимо этого, на экономической конъюнктуре (рентабельности) казахстанских морских проектов негативно сказывается высокая потребность в зарубежных сервисных услугах и оборудовании, а также

20 За последние несколько лет Казахстан реализовал ряд других значимых мер по совершенствованию нормативно-правовой базы, регулирующей инвестиции в сфере разведки и добычи – прежде всего путем внесения (начиная с 2018 года) изменений и дополнений как в Налоговый кодекс, так и в Кодекс «О недрах и недропользовании».

21 Более подробная информация об Улучшенном модельном контракте и утвержденном на его базе проекте «Каламкас-море – Хазар» представлена в материале S&P Global Commodity Insights, Regional Integrated Insight, *Kazakhstan's Long-Awaited Improved Model Contract for Hydrocarbon Exploration and Production Signed into Law: Have conditions improved enough to spur new upstream exploration?* 13 March 2023 [S&P Global Commodity Insights, Комплексный региональный аналитический обзор, *«В Казахстане утвержден в законодательном порядке давно ожидаемый механизм улучшенного модельного контракта на разведку и добычу углеводородов: достаточно ли такого улучшения условий для стимулирования новых геологоразведочных проектов?»*, 13 марта 2023 г.].

сложная логистика их доставки на месторождение. Согласно широко распространенной точке зрения, путем решения проблемы высоких затрат виделось создание регуляторных и фискальных условий, обеспечивающих стабильность и более низкий уровень налогов, чтобы способствовать снижению совокупных и стартовых расходов на разработку месторождений.

В январе 2023 года в Казахстане начал действовать давно ожидаемый механизм УМК, а вскоре после этого, 6 февраля 2023 г., Министерство энергетики Республики Казахстан и КМГ подписали первый УМК на недропользование по добыче углеводородов на месторождениях Каламкас-море, Хазар и Ауэзов в Каспийском море. Стратегическим партнером КМГ по данному проекту является российская компания ЛУКОЙЛ, которая присоединится к нему на условиях равного долевого участия (50/50).

В июне 2023 года Министерство энергетики и КМГ заключили еще один УМК по сложному сухопутному месторождению Каратон-Саркамыс. При этом КМГ подписал соглашение о намерениях по реализации геологоразведочного проекта Каратон-Саркамыс с российской компанией «Татнефть», которая согласилась участвовать в нем на условиях кэрри-финансирования.

Таким образом, можно сказать, что механизм УМК уже позволил привлечь двух иностранных инвесторов к участию в крупном проекте, однако Казахстан, несомненно, надеется на расширение их числа. Одним из ключевых индикаторов успеха при этом станет подписание контрактов с другими операторами, особенно с крупными западными международными компаниями. Учитывая текущую геополитическую ситуацию, представляется, что участие российских инвесторов несет дополнительные риски для реализации проектов.

6.5.1.1 УМК распространяется только на сложные месторождения

Улучшенный модельный контракт призван стимулировать деятельность по разведке и добыче нефти и газа. Немаловажно отметить, что УМК распространяется только на новые «сложные» проекты (на неосвоенных месторождениях, включая случаи, когда запасы фактически уже обнаружены). Он не распространяется на другие виды месторождений, а также на контракты, заключенные до введения механизма УМК, в том числе на их последующее продление.[22] Если говорить конкретнее, то УМК применяется к трем категориям сложных месторождений:

- *Морские месторождения*, полностью или частично расположенные в казахстанском секторе Каспийского или Аральского морей.
- *Месторождения на суше*, соответствующие одному из следующих критериев:
  - содержат нетрадиционные запасы углеводородов;
  - имеют глубину кровли залежи углеводородов не выше 4 500 метров;
  - содержание сероводорода в пластовом флюиде составляет 3,5% и более;
  - имеют залежи с аномально высоким пластовым давлением (коэффициент аномальности 1,5 и более);[23]
  - имеют подсолевые залежи с толщиной соли не менее 100 метров;
  - обнаруженная залежь относится к неструктурными ловушкам.
- *Газовые месторождения на суше*, включая газовые или газоконденсатные проекты, где доля нефтенасыщенной части составляет менее четверти общего объема углеводородов на месторождении.

6.5.1.2 Предусмотренные УМК регуляторные и фискальные преференции

Предусмотренные УМК стимулы для инвесторов (в виде регуляторных и фискальных преференций) включают следующее:

- Возможность для сторон УМК выбрать (указать в контракте) в качестве места урегулирования споров суды Республики Казахстан или международный арбитраж в одном из четырех мест: Международный финансовый центр «Астана», Лондон, Женева или Сингапур (Глава 11 УМК).
- Возможность использования альтернативного (основанного на доходе) налога на недропользование со значительно сниженными ставками для сложных морских проектов; ставки налога варьируются в зависимости от мировых цен на нефть.
- Упрощенный процесс лицензирования при переходе от разведки к добыче.
- Стабильность определенных фискальных условий и преференций (но не всех):
  - Для морских месторождений и сложных месторождений на суше стабильные преференции включают способ определения первоначальной стоимости активов.
    - Коэффициенты, применяемые при расчете затрат на геологическое изучение, разведку и подготовительные работы к добыче в период между коммерческим обнаружением и началом добычи.

22 Однако предусмотрена процедура, позволяющая операторам месторождений, деятельность которых регулируется существующими стандартными (типовыми) контрактами на недропользование, *задним числом* подать заявление на переход на условия УМК в отношении участков недр, в остальном соответствующих геологическим критериям сложного проекта, при условии, что: они находятся на этапе разведки (для проектов на суше и морских проектов) или на этапе разведки или добычи (для газовых проектов на суше); у недропользователя отсутствуют неустраненные нарушения обязательств по первоначальному контракту; а также недропользователь полностью исполнил объем работ, предусмотренный рабочей программой, или исполнил в полном объеме программу работ периода разведки. Под периодом разведки понимается максимальный срок разведки, определяемый с учетом положений статей 116–117 Кодекса о недрах, за вычетом фактически использованного срока разведки по предыдущему контракту на недропользование.

23 Коэффициент аномальности – это отношение пластового давления к гидростатическому давлению при плотности жидкости 1000 кг/м^3 в стволе скважины.

- Коэффициенты, применяемые при расчете затрат на геологическое изучение, разведку и подготовительные работы к добыче в период между коммерческим обнаружением и началом добычи.
- Коэффициенты определения амортизируемых затрат, понесенных недропользователем в период с момента коммерческого обнаружения до момента начала добычи: повышающие коэффициенты 1,5 для сложных месторождений на суше и 2,0 для морских месторождений.
- Процесс определения процента (нормы) амортизации для каждой подгруппы активов.
- Освобождение от уплаты налога на имущество.

- Для всех трех типов сложных углеводородных проектов превышение вычетов для целей исчисления альтернативного налога на недропользование над суммой совокупного годового дохода может переноситься на последующие налоговые периоды в пределах 10 лет.
- Для сложных морских проектов Налоговым кодексом предусмотрены более низкие ставки альтернативного налога на недропользование (АННН) (1/3 обычной ставки).
- Для газовых проектов на суше УМК гарантирует стабильность положения об уменьшении корпоративного подоходного налога в размере до 100% в течение 10 лет после начала добычи.
- Действие вышеуказанных преференций начинается с даты регистрации УМК по сложным проектам и заканчивается по истечении 20 календарных лет с даты начала экспорта углеводородов, добытых в рамках соответствующего контракта на недропользование.

- Временное освобождение недропользователя, осуществляющего реализацию сложного проекта, от уплаты вывозных таможенных пошлин (экспортных пошлин) на сырую нефть: на 20 лет с начала экспорта сырой нефти для морских газовых проектов и газовых проектов на суше и на 10 лет для сложных проектов на суше.
- Для месторождений, отвечающих критериям УМК, контракт отменяет обязательное требование о поставке не менее 25% от совокупного объема добычи сырой нефти на внутренний рынок; однако недропользователь может поставлять свою продукцию на внутренний рынок по желанию.[24]

УМК не обеспечивает стабильности других существующих или потенциальных новых налоговых выплат. В контракте отдельно оговаривается, что исполнение налоговых обязательств осуществляется недропользователем в соответствии с действующим налоговым законодательством Республики Казахстан, и только отдельные преференции, предусмотренные статьей 722–1 Налогового кодекса, являются стабильными на дату подписания контракта. Стабильность также не распространяется на экологическое законодательство и законодательство о защите конкуренции.

В частности, Кодекс «О недрах и недропользовании» гарантирует, что изменения и дополнения в законодательстве Республики Казахстан, ухудшающие результаты предпринимательской деятельности недропользователя, не применяются к контрактам, заключенным до внесения таких изменений и дополнений. Однако эти гарантии не распространяются на последующие изменения в законодательстве в области национальной безопасности, обороноспособности, экологической безопасности, здравоохранения, налогообложения, таможенного регулирования и защиты конкуренции. Единственным исключением из вышеуказанного, согласно Кодексу «О недрах и недропользовании», является положение в отношении таможенного регулирования, которое предусматривает временное освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин на сырую нефть, добываемую в рамках УМК по сложным проектам. Для УМК также сохраняются и применяются все существующие процедуры утверждения базовых проектных документов, предусмотренные требованиями действующего законодательства о недрах и недропользовании, включая экспертизу по промышленной безопасности и экологическую экспертизу.

6.5.1.3 Обязательства согласно УМК

Помимо регуляторных и фискальных преференций (т.е. стимулов), УМК также предусматривает для недропользователей ряд обязательств, неисполнение которых может повлечь за собой штрафы и иные меры взыскания вплоть до расторжения контракта. К таким требованиям относятся следующие:

- Обеспечение минимальной доли местного содержания («внутристрановой ценности») по *специалистам и рабочим* в размере не менее 70% (для простого [не улучшенного] типового контракта эта доля составляет 50%); по руководящему составу такая доля должна быть не менее 50%. При этом в УМК указано, что недропользователь вправе привлекать при необходимости иностранную рабочую силу для ведения операций по недропользованию.
- Обязательная разработка программы развития местных *поставщиков* товаров, работ и услуг в период добычи, которая утверждается и контролируется компетентным органом. Требование в отношении доли в размере не менее 50%, предусмотренное ранее принятым типовым контрактом, не распространяется на УМК для сложных месторождений.
- Если один из недропользователей является иностранным юридическим лицом, контракты составляются на трех языках (английском, казахском и русском), причем преимущественную силу имеют тексты на казахском и русском языках.
- Обязательство разработать и выполнить программу работ с указанием объемов, видов и сроков геологоразведочных работ с разбивкой по годам (в соответствии с ранее принятым контрактом программа составляется на весь период разведки без разбивки по годам) (Глава 7 УМК).

24 Все объемы нефти или газа, добываемые на этапе разведки, должны поставляться на внутренний рынок.

- Новым пунктом УМК – Параграф 12, «Дополнительные обязательства недропользователя» – добавляется требование для крупного открытия. В нем указано, что в случае, если объемы начальных запасов углеводородов превышают 100 млн т нефти или 50 млрд м^3 природного газа, по истечении 20 лет с даты начала экспорта углеводородов, добытых по контракту, недропользователь должен выполнить одно из следующих обязательств:
  - создание перерабатывающих производств самостоятельно посредством создания нового юридического лица или совместно с другими лицами;
  - модернизация или реконструкция действующих добывающих производств;
  - предоставление добываемых углеводородов для переработки на перерабатывающие предприятия (производства) на территории Республики Казахстан на договорных условиях;
  - реализация иного инвестиционного проекта или проекта, направленного на социально-экономическое развитие региона, самостоятельно посредством создания нового юридического лица или совместно с другими лицами.

6.5.1.4 Общая оценка УМК

Несмотря на то, что УМК, несомненно, является позитивным сдвигом в верном направлении, с нашей точки зрения, маловероятно, что он способен послужить стимулом для обеспечения добычи природного газа в мере, необходимой для существенного наращивания объемов предложения товарного газа в Казахстане. Предусмотренные им преференции могут оказаться недостаточными по сравнению с условиями, которые предлагают страны, успешно привлекающие международные инвестиции в сферу разведки и добычи на текущий момент. Такие глобальные факторы, как неопределенность в отношении динамики спроса на углеводороды в более долгосрочной перспективе, ограниченное стремление инвесторов к вложению средств и влияние энергетического перехода, вынуждают компании, ведущие деятельность в сфере разведки и добычи, очень тщательно подходить к выбору новых проектов для реализации.[25] В настоящее время операторы в основном отдают предпочтение «выгодным» (обладающим преимуществами) ресурсам и месторождениям с доказанными запасами, расположенным рядом с существующей инфраструктурой или обеспечивающим относительно быструю окупаемость инвестиций (таким как сланцевые месторождения). Добывающие компании всего мира по большей части переходят от дорогостоящих крупномасштабных вложений в один проект к проектам малого или среднего масштаба. Ожидается, что в течение ближайших двух десятилетий на долю таких проектов, которые обеспечивают возможность многоэтапного расширения и экономически целесообразные цены безубыточности, будет приходиться большинство новых традиционных источников добычи сырой нефти. Успехи в повышении эффективности рабочих процессов, достигнутые более крупными операторами за счет сокращения длительности цикла с 2014 года, позволяют им пойти на ускорение разработки успешных «развивающихся» [перспективных] бассейнов в таких странах как Гайана, Суринам и Намибия.

Хотя глобальные инвестиции в разведку и добычу растут после резкого спада в 2020 году, они главным образом приходятся на добывающую, а не на разведочную деятельность. При этом компании сокращают финансирование и бюджеты геологоразведочных работ, которые представляют собой наиболее прямую и рискованную форму создания добавленной стоимости в процессе освоения месторождений. Во всем мире наблюдается сокращение масштабов геологоразведки, включая уменьшение числа участников и объема деятельности в данной сфере, а также среднегодового количества поисковых скважин.[26] При том, что в настоящее время компании относительно хорошо обеспечены денежными средствами, их деятельность в сфере геологоразведки не выходит даже на уровень, существовавший до COVID-19. В целом нефтегазовые компании проявляют сдержанность в инвестициях в углеводородную отрасль, несмотря на возобновленное внимание политического руководства к вопросам обеспечения достаточных объемов предложения в краткосрочной перспективе на фоне обеспокоенности проблемами национальной безопасности (см. Главу 2).

Помимо вышеуказанных проблем, Казахстан сталкивается с целым рядом других сложностей, связанных с его местоположением в центре Евразийского континента без выхода к морю, а также с тем, что граничащая с ним страна (Россия), являющаяся важной транзитной территорией, находится в затруднительной ситуации из-за международных санкций. Это означает, что для привлечения качественных инвестиций в разведку и добычу, Казахстану необходимо обеспечить не просто улучшенные условия, но – как бы банально это ни звучало – *лучшие* условия.

Внедрение механизма УМК, несомненно, поможет снизить риски разработки сложных месторождений в Казахстане. Однако, несмотря на очевидные благоприятные изменения, УМК не обеспечивает инвестору полной защиты от решений, принимаемых государственными властями в одностороннем порядке на собственное усмотрение, в частности:

- УМК не предоставляет долгосрочных налоговых гарантий, которые полностью охватывали бы весь период реализации типового проекта (25-45 лет).

25 Хотя настоящая глава посвящена газу, а не жидким углеводородам, поскольку бóльшая часть перспективных запасов газа в Казахстане приходится на попутный газ (находящийся на месторождении в смеси с жидкими углеводородами), спрос на жидкие углеводороды часто является первоочередным фактором при принятии инвестиционных решений.

26 S&P Global Commodity Insights, Executive Briefings, *Global Upstream: Top trends for 2023*, 1 February 2023 [S&P Global Commodity Insights, Сводные обзоры, *«Глобальная разведка и добыча: основные тенденции на 2023 год»*, 1 февраля 2023 г.].

- Предоставляемые УМК гарантии не распространяются на некоторые изменения в законодательстве (относящиеся к сфере национальной безопасности, обороноспособности, экологической безопасности, здравоохранения, налогообложения, таможенного регулирования и защиты конкуренции), которые могут серьезно отразиться на экономических показателях проекта.

Помимо этого, предусмотренные контрактом новые обязательства для недропользователей (например, в отношении местного содержания) могут послужить причиной тому, что при принятии решений об инвестировании выбор будет делаться в пользу других регионов, где такие обязательства отсутствуют. Таким образом, УМК как таковой еще не создал условия, в которых Правительство видится партнером и помощником инвесторов на мировой арене, где Казахстан конкурирует с другими странами за ограниченный объем средств для капиталовложений в разведку и добычу.

Тем не менее в Казахстане идет работа по дальнейшему развитию экономики. Уже в сентябре 2023 г. в соответствии в Указом Главы государства Касым-Жомарта Токаева был утвержден План по реализации мероприятий послания «Экономический курс Справедливого Казахстана», который включает поэтапный переход страны на новую экономическую модель развития и увеличение инвестиционной привлекательности.[27] Он будет включать:

- Упрощение и сокращения закупочного процесса (принцип приоритета качества над ценой, а также осуществить полную автоматизацию процедур).
- Привлечение крупных частных инвестиций для раскрытия потенциала отрасли.
- Обеспечение приоритетного права на недропользование инвесторам, осуществляющим геологическое изучение за счет своих средств.
- Сокращение в два раза сроков и процедур согласования проектов путем внедрения комплексной государственной экспертизы и полной цифровизации процесса.
- Перезагрузку тарифной политики, внедрение новых методов тарифообразования, повышение инвестиционной привлекательности отрасли.
- Ввод адекватных рыночных тарифов сроком на 5–7 лет для всех субъектов естественных монополий. Гарантированный долгосрочный тариф позволит планировать инвестиции, выступит «твердым» залогом при привлечении кредитных средств.
- Привлечение инвестиций в разведку и освоение новых газовых месторождений. Нефтегазовые гиганты – Тенгиз, Кашаган, Карачаганак – должны быть надежными поставщиками доступного газа.
- Предоставление преференций по четким правилам, без привязки к отдельным проектам и персонам.
- Переход налогового администрирования на сервисную модель взаимодействия между фискальными органами и налогоплательщиками, с целью – не наказать, а предупредить.
- Полную цифровизацию налогового контроля, сокращение на 30% форм налоговой отчетности; на 20% уменьшение общего количество видов налоговых и иных обязательных платежей в бюджет.

27 https://www.pnp.ru/top/site/kasym-zhomart-tokaev-provozglasil-ekonomicheskiy-kurs-spravedlivogo-kazakhstana.html.

6.5.2 Новый подход к формированию цен закупки у производителей для стимулирования геологоразведочных работ

В конце 2022 года Правительство Казахстана утвердило важные изменения и дополнения к Закону «О газе и газоснабжении», направленные на стимулирование добычи «нового» газа за счет более высоких цен его закупки у производителей. «Новый» газ определяется как газ, добываемый в рамках новых проектов (контракты по которым заключены после 1 января 2023 года) или за счет увеличения добычи на существующих проектах, где добыча газа превышает среднеарифметическое значение годового объема реализации товарного газа национальному оператору за пять последовательных календарных лет, предшествующих 2023 году.

Для всего нового газа новая цена его закупки у производителей будет представлять собой взвешенную сумму цены на внутреннем рынке и цены экспортного паритета, скорректированную с учетом расходов на транспортировку[28], комиссии QazaqGaz и индекса сложности месторождения, а именно:

$$P_{производителя} = 70\% * P_0 + 30\% * P_{внутренняя}$$

$$P_0 = C_{сложность} * (P_{экспорт} - T_{транспортировка} - QG_{комиссия} - I_{инвестиции})$$

$P_{производителя}$ – цена приобретения национальным оператором нового газа у производителей (тенге/тыс. м^3);

$P_{внутренняя}$ – средняя (среднеарифметическая) цена оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке, утвержденная на текущий календарный год;

$P_{экспорт}$ – текущая экспортная цена товарного газа на границе Республики Казахстан с Китайской Народной Республикой, определяемая исходя из сведений, получаемых от национального оператора;

$T_{транспортировка}$ – затраты на транспортировку по газопроводу от недропользователя до границы с Китаем (тенге/тыс. м^3);

$QG_{комиссия}$ – компонент, отражающий рентабельность национального оператора до 10% от текущей экспортной цены товарного газа на казахстанско-китайской границе за вычетом расходов на транспортировку газа по системе магистральных газопроводов от недропользователя до границы с Китаем (тенге/тыс. м^3);

28 Расходы на транспортировку в законодательстве разделены на (1) расходы на транспортировку до места реализации национальному оператору (QazaqGaz) и (2) расходы на транспортировку от места реализации национальному оператору до границы Республики Казахстан.

Рисунок 6.8 Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане (тенге/тыс. м³)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

$I_{инвестиции}$ – расходы на транспортировку товарного газа до планируемого места его реализации национальному оператору, определяемые на основании тарифов, утверждаемых уполномоченным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и на регулируемых рынках (тенге/тыс. м³);

$C_{сложность}$ – коэффициент сложности разработки месторождения, который зависит от соответствия параметрам сложного месторождения, указанным в подпунктах 1) и 2) пункта 1-2 статьи 36 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»:

- Коэффициент равен 1 при соответствии одному из двух параметров.
- Коэффициент равен 0,8 при отсутствии соответствия обоим параметрам.

Параметры, предусмотренные подпунктом 1, относятся к морским месторождениям, а подпунктом 2 – к сложным месторождениям на суше, отвечающим как минимум одному из указанных критериев. Согласно определению коэффициента сложности предполагается, что к цене газа, поступающего с более простых для разработки месторождений на суше, применяется более низкий коэффициент (0,8). Такие месторождения в настоящее время находятся в центре внимания QazaqGaz. При этом неудивительно, что национальный оператор предлагает внести дополнительные поправки в Закон «О газе и газоснабжении», чтобы обеспечить еще более выгодные цены.

С учетом установленных в настоящее время более выгодных цен закупки у производителей и преференций, предусмотренных Улучшенным модельным контрактом, Правительство оптимистично прогнозирует, что дополнительные объемы предложения газа к 2030 году потенциально составят порядка 4,2–6,7 млрд м³ в год.

В свою очередь, для проектов недропользования, заключенных до 1 января 2023 года и не увеличивающих объемы добычи газа, сохраняется прежний подход к формированию цен на базе принципа «издержки плюс»:

> **Расходы на добычу (долл./тыс. м³) + расходы на переработку (долл./тыс. м³) + расходы на транспортировку до места реализации QazaqGaz (долл./тыс. м³) + уровень рентабельности (< 10%).**[29]

Хотя введение более высоких цен на закупку газа у производителей, несомненно, является позитивным фактором, для полноценного успеха по-прежнему необходимы дальнейшие реформы, направленные на повышение цен для конечных потребителей до уровня, который в итоге будет отражать как минимум суммарную стоимость газа с учетом поставки. Пока еще относительно низкие регулируемые цены для конечных потребителей оказывают давление на все составляющие стоимости газа на внутреннем рынке и усложняют QazaqGaz процесс переговоров о ценах с его производителями. В 2022 году средняя цена закупки природного газа у производителей составляла 18 139 тенге/тыс. м³ (39,5 долл./тыс. м³), а к июню 2023 года она выросла до 24 008 тенге/тыс. м³ (53,5 долл./тыс. м³) (см. Рисунок 6.8 «Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане (тенге/тыс. м³)» и Рисунок 6.9 «Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане ($/тыс. м³)». Средняя цена закупки попутного газа у производителей в 2022 году составляла 11 371 тенге/тыс. м³ (24,7 долл./тыс. м³), а в июне 2023 года – 17 596 тенге/тыс. м³ (39,2 долл./тыс. м³).

29 Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» и сопутствующие правила, выпущенные КРЕМ, устанавливают методику расчета допустимого уровня прибыли для газотранспортных компаний (КТГ и его дочерних структур) на основе их регулируемой базы активов с учетом расходов и инвестиционных программ. На практике при определении цен для конечных потребителей по-прежнему применяется принцип «издержки плюс», при котором приемлемой нормой прибыли считается уровень, не превышающий 10%.

Рисунок 6.9 Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане ($/тыс. м³)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

6.6 Добыча природного газа

6.6.1 Текущие тенденции

В 2022 году валовая добыча газа в Казахстане, согласно отчетным данным, составила 53,2 млрд м³, что немного ниже показателя 2021 года (54,2 млрд м³).[30] Это снижение отчасти объясняется сокращением добычи на месторождении Кашаган (хотя оно было во многом компенсировано увеличением добычи на месторождениях Тенгиз и Карачаганак). Однако валовый объем добычи газа в 2022 году также оказался ниже более чем у половины других его производителей в Казахстане, что соотносится со снижением добычи нефти в 2021-22 гг. По оценкам S&P Global, в 2023 году валовая добыча составит около 57 млрд м³.

Объемы товарного газа без учета объемов обратной закачки составили 36 млрд м³ в 2022 году, снизившись с 36,8 млрд м³ в 2021 году и тем самым продолжив тенденцию к спаду, наблюдающуюся с 2019 года (см. Таблицу 6.4 «Баланс природного газа в Казахстане в 2015-23 гг.»).[31] Ожидается, что к 2023 году производство товарного газа перейдет от спада к росту и увеличится до 37 млрд м³ во многом благодаря наращиванию добычи на Кашагане.

Добываемый в Казахстане газ по большей части является побочным продуктом добычи нефти (попутный газ), а значительная доля оставшегося его объема поступает с месторождения Карачаганак, на котором приоритет тоже отводится добыче жидких углеводородов (в т.ч. газового конденсата) (см. Рисунок 6.10 «Добыча попутного и свободного газа в Казахстане»). В 2022 году 61,5% валовой добычи газа пришлось на попутный газ и еще 36,5% – на «природный» газ с месторождения Карачаганак. Остальные объемы природного газа в 2022 году составили менее 2% от совокупного показателя. Такая высокая доля попутного газа затрудняет внесение корректив в производство товарного газа в соответствии с изменениями спроса. В 2022 году проекты «большой тройки» – Тенгиз, Карачаганак и Кашаган – обеспечили 81,6% валовой добычи газа Казахстана и 73,1% производства товарного газа (см. Рисунок 6.11 «Доля проектов "Большой тройки" в производстве товарного газа в Казахстане»). Разработка месторождений «Большой тройки» требует значительных объемов обратной закачки для поддержания давления и увеличения добычи жидких углеводородов. При этом обратную закачку (хоть и в меньшем масштабе) также осуществляют ряд менее крупных производителей в Кызылординской и Мангистауской областях.[32] В 2022 году совокупный объем обратной закачки составил 17,2 млрд м³ или 32,3% валовой добычи, а в 2021 году – для сравнения – 17,3 млрд м³ (32%). За последнее десятилетие доля обратной закачки находилась на уровне около 25-38% валовой добычи (см. Рисунок 6.12 «Валовые и товарные объемы добычи природного газа в Казахстане»). Ожидается, что в будущем обратная закачка сохранит свою значимость в качестве экономически эффективного способа утилизации газа для операторов проектов разведки и добычи.

30 При этом, по некоторым официальным данным (ИАЦНГ, КАЗСТАТ), валовая добыча газа за 2021 год составила 53,8 млрд м³.

31 Валовая добыча включает весь извлеченный из коллектора объем, в том числе все неметановые компоненты, такие как сероводород, углекислый газ, азот и т.п. В нее также входят объемы обратной закачки. В стандартной международной статистической практике отчетные данные по добыче включают только «товарные» объемы, предназначенные для использования на собственные нужды проекта (на добывающем объекте) и для реализации потребителям, без учета объемов обратной закачки.

32 По словам премьер-министра Республики Казахстан Алихана Смаилова, в настоящее время 7 из 80 недропользователей, ведущих деятельность в Казахстане, осуществляют закачку попутного газа обратно в пласт для обеспечения добычи жидких углеводородов; см. *Kapital [Капитал]*, https://kapital.kz/economic/117771/na-baze-kashagana-realizuyet-sya-dopolnitel-nyy-proyekt-gazopererabatyvayushchego-zavoda.html. Дата обращения: 31 июля 2023 г.

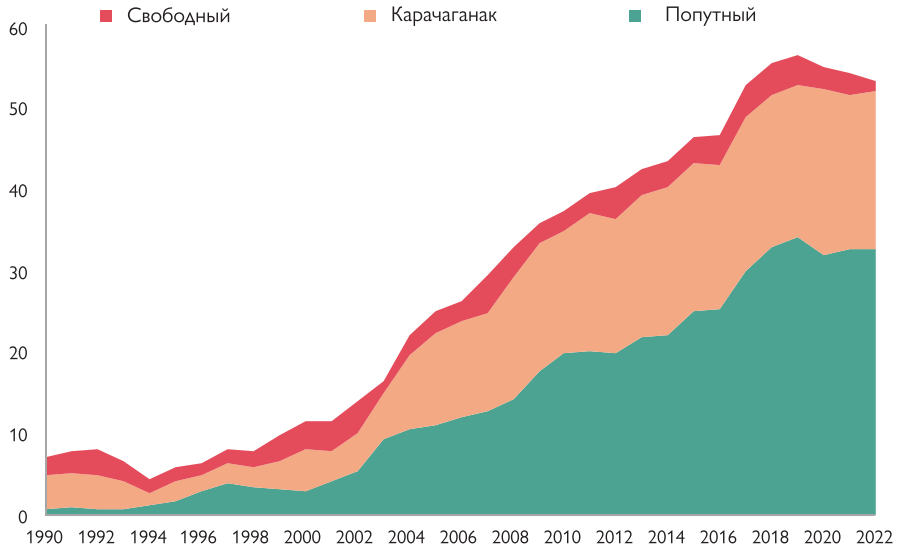
Таблица 6.4 Баланс природного газа в Казахстане в 2015-23 гг. (млрд м³ в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Производство (валовое)**	45,3	46,4	52,9	55,5	56,4	55,4	54,2	53,2	56,6
Производство (товарный объем)	28,4	35,2	39,8	41,2	41,0	38,1	36,8	36,0	36,9
Импорт	4,9	5,8	5,1	5,7	8,8	4,3	9,3	7,4	6,4
Экспорт	13,3	12,8	16,8	19,1	19,4	16,7	14,8	13,0	12,2
Чистый экспорт	8,5	7,0	11,8	13,4	10,6	12,4	5,5	5,6	5,8
Видимое потребление (товарного газа)	20,7	27,4	27,9	27,9	29,4	29,3	30,6	30,4	31,1
Конечное потребление	12,0	13,1	14,0	15,1	15,9	17,1	18,6	19,3	20,0

Примечания: *Прогнозные данные. **Включая объемы обратной закачки.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

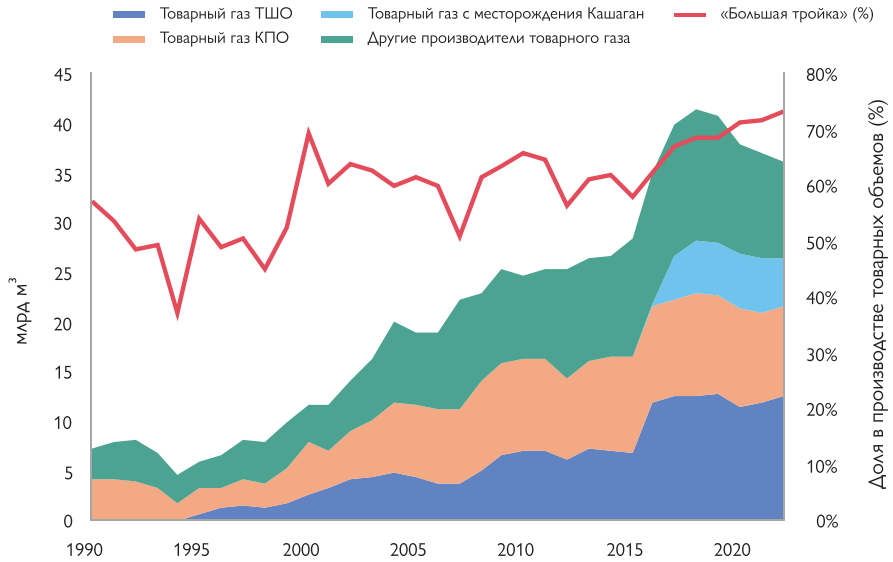
Рисунок 6.10 Добыча попутного и свободного газа в Казахстане (млрд м³ в год)



Примечания: Валовая добыча, включая объемы обратной закачки.
Источник: S&P Global, Бюро национальной статистики РК, Министерство энергетики РК.

© 2023 S&P Global.

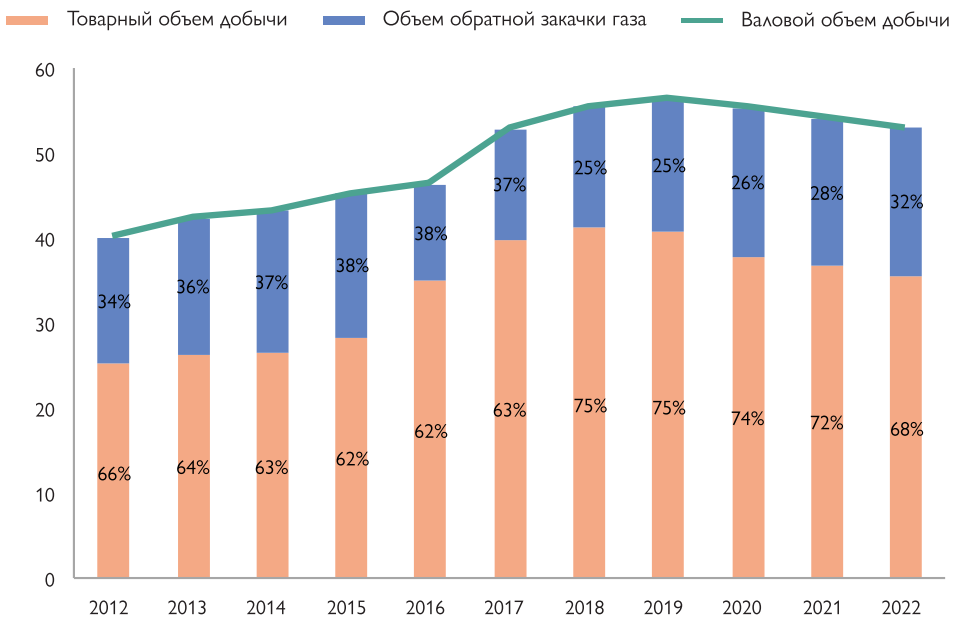
Рисунок 6.11 Доля проектов «Большой тройки» в производстве товарного газа в Казахстане



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.12 Валовые и товарные объемы добычи природного газа в Казахстане (млрд м³ в год)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

6.6.2 Прогноз добычи газа согласно базовому сценарию S&P Global

Составленные S&P Global прогнозы добычи природного газа в Казахстане в период до 2050 года увязаны с прогнозами добычи жидких углеводородов в стране (см. Рисунок 6.13 «Перспективы валовой добычи газа в Казахстане по сценариям»).[33] Официальный прогноз Правительства РК в отношении добычи представлен ниже. Согласно прогнозу S&P Global увеличение добычи газа в среднесрочной перспективе во многом соотносится по срокам с фазами расширения мегапроектов, особенно Кашагана; наращивание добычи в результате разработки «новых» месторождений КМГ и QazaqGaz, вероятнее всего, будет играть менее значимую роль, особенно в среднесрочном периоде.

В соответствии с базовым сценарием валовая добыча газа предположительно достигнет пика в 2030 году на отметке около 70 млрд м³ в год, поскольку последующий (более медленный) рост в рамках мегапроектов не сможет компенсировать спад на других объектах. После 2030 года добыча газа вступит в стадию устойчивого спада и к 2050 году снизится примерно до 50 млрд м³ в год (см. Таблицу 6.5 «Баланс природного газа в Казахстане: базовый прогнозный сценарий S&P Global на 2020-50 гг.»). Прогнозируется, что в период с 2022 г. по 2030 г. почти весь чистый прирост валовой добычи газа (16,1 млрд м³) будет обеспечен за счет проектов «Большой тройки» – Кашаган (6,1 млрд м³), Тенгиз (4,6 млрд м³) и Карачаганак (5,9 млрд м³), а валовый объем добычи из других источников (в первую очередь зрелых месторождений) сократится примерно на 0,5 млрд м³.

К 2030 году КПО останется лидером по валовому объему добычи газа (25,3 млрд м³ в 2030 году), при этом производство компанией товарного газа составит около 11 млрд м³. К 2050 году крупнейшими производителями газа станут Карачаганак (валовой объем – 18,0 млрд м³, товарный объем – 9,0 млрд м³), Кашаган (валовой объем – 16,6 млрд м³, товарный объем – 10,0 млрд м³) и Тенгиз (валовой объем – 5,3 млрд м³, товарный объем – 5,0 млрд м³). Ожидается, что у других производителей добыча газа продолжит сокращаться, при этом спад на зрелых месторождениях не получится компенсировать за счет роста добычи газа на объектах, относящихся к категории «прочие шельфовые месторождения».[34]

При оптимистичном сценарии, который предусматривает высокий уровень добычи нефти, добыча газа выходит на пиковый уровень в 2035 году на отметке почти 90 млрд м³, а затем снижается до 58 млрд м³ к 2050 году. При пессимистичном сценарии вторая фаза проекта Кашаган остается нереализованной, и добыча газа выходит на пиковый уровень в 2025 году на отметке 61 млрд м³, а затем снижается до 27 млрд м³ к 2050 году.

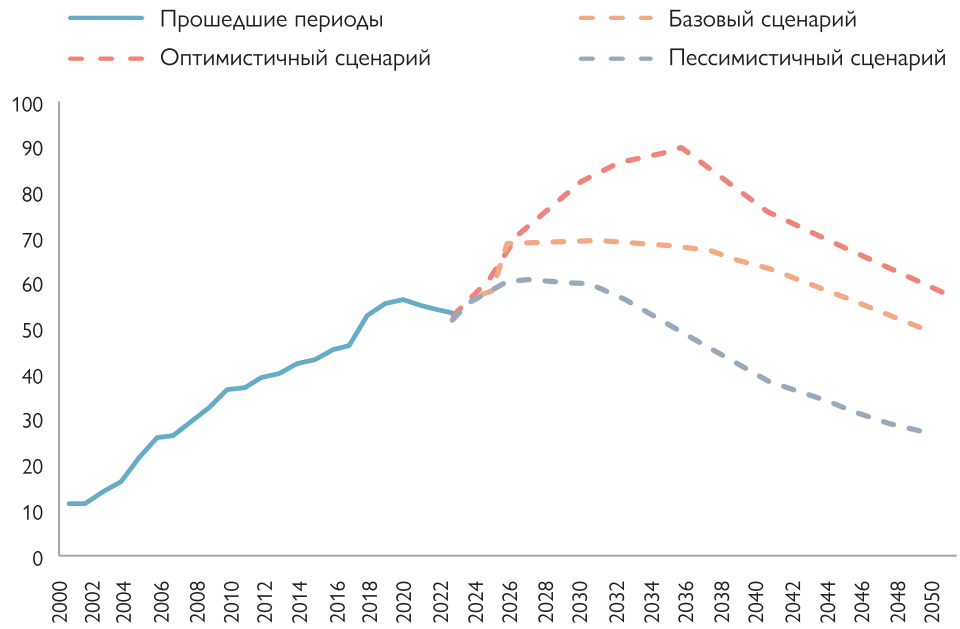
Объемы производства товарного газа предположительно достигнут пика несколько позже, в середине 2030-х гг., на отметке около 42 млрд м³ в год, поскольку строительство новых газоперерабатывающих мощностей займет некоторое время. После 2035 года производство товарного газа начнет снижаться на фоне сохраняющейся высокой потребности в

33 Описание базовых предположений, лежащих в основе трех сценариев, приводится в Главе 1 настоящего доклада.

34 S&P Global предполагает, что для добычи газа на объектах, относящихся к категории «прочие шельфовые месторождения» (т.е. помимо месторождения Кашаган), потребуются значительные объемы обратной закачки, и бóльшая часть добываемого газа будет снова закачиваться в пласт, однако некоторая его доля, вероятно, будет перерабатываться в газ трубопроводного качества и поставляться конечным потребителям.

обратной закачке, ограниченного дальнейшего расширения газоперерабатывающих мощностей и проблем с коммерческим использованием, связанных с низкими уровнями цен закупки у производителей и цен для конечных потребителей (что рассматривается ниже). Ожидается, что производство товарного газа на «большой тройке» месторождений будет следовать аналогичной траектории, выйдя на пиковый уровень в 2035 году и после этого медленно снижаясь. Производство товарного газа на месторождении Карачаганак будет оставаться стабильным до 2045 года, составляя около 10-11 млрд м^3 в год, а пиковый уровень поступления объемов товарного газа с месторождения Тенгиз придется на 2025-30 гг. и составит около 12,5 млрд м^3 в год, после чего будет медленно снижаться. На месторождении Кашаган производство товарного газа вырастет до 10 млрд м^3 в год к 2035 году (при условии завершения строительства новых газоперерабатывающих мощностей вблизи комплекса по переработке нефти и газа «Болашак») и будет оставаться на этом уровне в течение всего прогнозного периода (см. Рисунок 6.14 «Добыча газа в Казахстане: базовый прогноз S&P Global до 2050 г.»).[35] Строительство нового ГПЗ вблизи комплекса «Болашак» мощностью переработки 1,0 млрд м^3 сырого газа в год (с получением 750 млн м^3 сухого газа в год) уже ведется и должно быть завершено к 2025 году. Прогноз S&P Global также предполагает, что мощности по переработке газа проекта Кашаган будут расширяться далее в несколько этапов, в совокупности увеличившись на 4 млрд м^3 в год к 2035 году (официальная дата завершения намечена на гораздо более ранний срок – 2028-29 гг.). Помимо этого, в 2032 году ожидается запуск газоперерабатывающего объекта на месторождении Карачаганак мощностью 5 млрд м^3 в год (официальный срок ввода в эксплуатацию назначен на 2028 год).

Рисунок 6.13 Перспективы валовой добычи газа в Казахстане по сценариям (млрд м^3)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

35 В декабре 2021 года QazaqGaz (на тот момент АО «НК «КазТрансГаз») и партнеры в рамках консорциума НКОК подписали соглашение о совместной работе по базовому проектированию Фазы 2A проекта Кашаган. Фаза 2A (в настоящее время находящаяся на рассмотрении) предусматривает увеличение совокупного объема добычи жидких углеводородов до 500 000 барр. в сутки (23,7 млн т в год) с возможностью поставки 2 млрд м^3 сырого газа в год дополнительно на расширенный газоперерабатывающий завод QazaqGaz. ОИР ожидается в 2023 году, а ввод проекта в эксплуатацию – в 2026 году (капитальные затраты составят 1,6-1,8 млрд долл.). Реализация Фазы 2B позволит вывести совокупный объем добычи жидких углеводородов НКОК на уровень 700 000 барр. в сутки. Это обеспечит дополнительно 6 млрд м^3 в год сырого газа, который либо пойдет на новый ГПЗ, либо, возможно, будет использоваться на существующих объектах ТШО. ОИР ожидается в 2024 году, а ввод проекта в эксплуатацию – в 2030 году (капитальные затраты составят 3,0-3,5 млрд долл.).

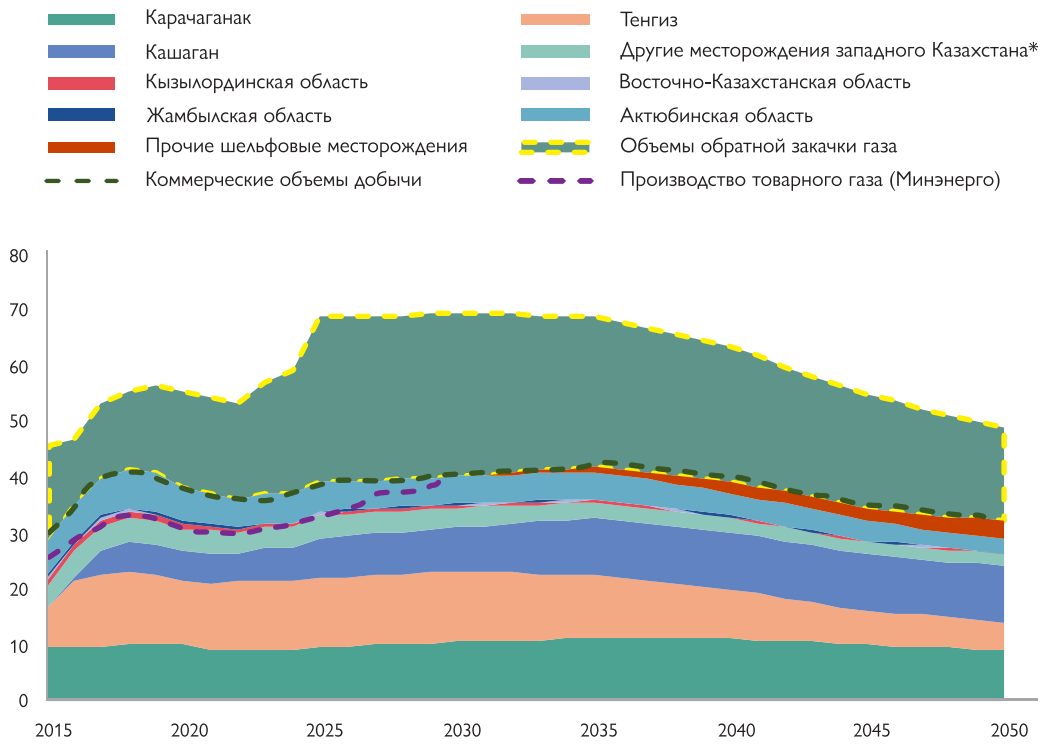
Таблица 6.5 Баланс природного газа в Казахстане: базовый прогнозный сценарий S&P Global на 2020-50 гг. (млрд м³ в год)

				Прогноз S&P Global							
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство (валовое)*	55,4	54,2	53,2	56,7	59,2	68,5	69,3	68,5	63,2	54,6	48,8
Производство (товарный объем)	37,8	36,8	36,0	37,0	36,8	38,9	40,1	41,9	39,2	34,5	31,9
Импорт	4,3	9,3	7,4	6,4	5,5	4,9	5,6	5,5	9,5	10,8	11,6
Экспорт	16,7	14,8	13,0	12,2	11,5	12,7	14,4	14,7	13,6	9,5	6,7
Чистый экспорт	12,4	5,5	5,6	5,8	6,0	7,8	8,8	9,2	4,1	-1,3	-4,9
Видимое потребление (товарного газа)	25,4	31,3	30,4	31,1	30,7	31,1	31,3	32,7	35,1	35,8	36,8
Конечное потребление	17,1	18,6	19,2	20,0	20,1	20,5	22,3	25,4	28,9	31,2	33,2

Примечания: *Включая объемы обратной закачки.
Источник: S&P Global.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.14 Добыча газа в Казахстане: базовый прогноз S&P Global до 2050 г. (млрд м³)



Примечания: *Другие месторождения западного Казахстана включают месторождения Атырауской, Западно-Казахстанской и Мангистауской областей, кроме месторождений «Большой тройки». S&P Global рассчитывает объемы газа для коммерческой реализации как разницу между валовыми объемами добычи газа и объемами обратной закачки, поэтому объемы коммерческого газа включают в себя другие газы и примеси, которые при очистке удаляются, уменьшая тем самым его объем. Данный показатель не идентичен по смыслу показателю объемов товарного газа («товарного производства»), который используется Министерством энергетики РК и, как представляется, не включает объемы обратной закачки, примеси, а также объемы природного газа использованного при транспортировке и прочее.
Источник: S&P Global, Министерство энергетики РК.

© 2023 S&P Global.

6.7 Переработка газа в Казахстане

Еще одним ключевым направлением в общей линии, направленной на повышение обеспеченности товарным газом, является значительное расширение газопереработки в стране. Бóльшая часть газа, добываемого в Казахстане, требует переработки. В стране имеется пять крупных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и несколько более мелких объектов, а также действует важная договоренность по переработке газа с месторождения Карачаганак на Оренбургском ГПЗ (ОГПЗ) в России. Суммарная мощность казахстанских газоперерабатывающих заводов в 2023 году составила 38,8 млрд м^3 в год, а загрузка мощностей – 74% (см. Таблицу 6.6 «Газоперерабатывающие мощности Казахстана»). Пять основных газоперерабатывающих объектов включают Тенгизский ГПЗ (мощностью 13 млрд м^3 в год в Атырауской области), Жанажольский ГПЗ (мощностью 8,4 млрд м^3 в год в Актюбинской области), УКПНиГ Болашак (мощностью 6,3 млрд м^3 в год в Атырауской области), УКПГ на месторождении Чинаревское (мощностью 4,2 млрд м^3 в Западно-Казахстанской области) и дочернюю структуру КМГ – «КазГПЗ» (мощностью 1,5 млрд м^3 в год в Мангистауской области). При этом более сложными технологиями, позволяющими осуществлять переработку высокосернистого попутного газа, оснащены только Тенгизский ГПЗ и УКПНиГ Болашак, а остальные объекты являются менее масштабными и технологически оснащенными. В настоящее время Тенгизский ГПЗ и УКПНиГ Болашак работают на полную мощность, а это означает, что любой прирост производства товарного газа на этих двух месторождениях потребует строительства новых газоперерабатывающих мощностей, оборудованных сложными технологиями.

Практически весь добываемый на месторождении Карачаганак сырой (высокосернистый) газ, который не используется для обратной закачки (9 млрд м^3 в 2021 году), направляется за рубеж – в Россию – для переработки на Оренбургском ГПЗ «Газпрома» по долгосрочному соглашению.[36] Часть товарного газа с Оренбургского ГПЗ поступает обратно в Казахстан (в QazaqGaz), а остаток ранее реализовывался по экспортным контрактам через «Газпром». Однако начиная с 2018 года суммарный объем «экспортируемого» газа сократился, и переработанный карачаганакский газ в основном направляется на внутренний рынок Казахстана. В настоящее время на Оренбургском ГПЗ имеются технические сложности с приемкой дополнительных объемов высокосернистого газа с месторождения Карачаганак, и для ее обеспечения необходима некоторая технологическая модернизация.[37] Хотя отношения с ОГПЗ будут продолжаться и далее, КПО выступил с предложением о строительстве в Казахстане нового газоперерабатывающего завода мощностью 4 млрд м^3 в год, завершение которого ориентировочно намечено на 2028 год.[38] Этот ГПЗ включен в Дорожную карту реализации Газовой стратегии, которая разработана КПО совместно с ТОО «PSA».

Помимо 4 млрд м^3 в год на ГПЗ, предложенном КПО, в Казахстане планируется ввести в эксплуатацию еще 6 млрд м^3 в год мощностей по переработке газа к 2030 году, тем самым обеспечив 10 млрд м^3 в год новых перерабатывающих мощностей дополнительно. По имеющимся оценками, суммарный объем инвестиций в новые перерабатывающие мощности совокупным объемом 10 млрд м^3 в год составляет около в 8-9 млрд долл. К остальным трем планируемым заводам относятся следующие:

- ***ГПЗ QazaqGaz:*** это новый завод по переработке сырого газа мощностью 1 млрд м^3 в год, строительство которого ведется на месторождении Кашаган.[39] Ожидается, что производство сухого газа на нем составит 0,750 млрд м^3 в год; капитальные затраты составляют около 860 млн долл., а ввод в эксплуатацию намечен на 2025 год.[40]
- ***ГПЗ на месторождении Кашаган в рамках фазы 2А:*** в настоящее время обсуждается строительство еще одного ГПЗ мощностью 4 млрд м^3 в год на базе газа, добываемого в рамках 2-й фазы реализации проекта Кашаган.[41] Для этого проекта был предложен ряд инвесторов, в том числе из Китая (CNPC) и Катара. В конце июля 2023 года премьер-министр Алихан Смаилов сообщил, что проект реализуют акционеры НКОК и оператор (НКОК), а ввод в эксплуатацию планируется в 2028 году. По имеющимся оценкам, капитальные затраты, вероятно, составят около 4 млрд долл.[42]
- ***ГПЗ в Жанаозене:*** КМГ планирует строительство нового ГПЗ в Жанаозене, который должен прийти на смену действующему (и имеющему довольно высокую степень износа) КазГПЗ. В настоящее время начало строительства намечено на осень 2023 года, а плановая дата его завершения, как следствие, была перенесена на более поздний срок (2026 год). Мощность завода составит 0,9 млрд м^3 сырого газа в год, при этом на нем будет ежегодно производиться 759 млн м^3 товарного газа, 232 000 т СУГ и 82 000 т пентан-гексановой фракции. Расчетный показатель капитальных затрат составляет 372 млн долл. (167,6 млрд тенге).[43]

36 КПО отправляет около 8-9 млрд м^3 сырого (сернистого) газа в год на Оренбургский ГПЗ для переработки в рамках действующего договора купли-продажи газа сроком до 2038 года. Казахстан (т.е. совместное предприятие ТОО «КазРосГаз») получает с ГПЗ около 7-8 млрд м^3 сухого газа трубопроводного качества.

37 Тем не менее, в июне 2022 года QazaqGaz и «Газпром» подписали соглашение на 2023 год, которое предполагает переработку на Оренбургском ГПЗ более 9,33 млрд м^3 газа с месторождения Карачаганак, тогда как на 2022 год была запланирована переработка в объеме 8,1 млрд м^3. Согласно годовому отчету QazaqGaz за 2022 год, окончательный согласованный объем приема сырого газа Оренбургским ГПЗ в 2023 году составляет 8,7 млрд м^3.

38 В июне 2022 года QazaqGaz и «Газпром» подписали меморандум о сотрудничестве, который предусматривает увеличение объемов переработки газа КПО на Оренбургском ГПЗ до 11 млрд м^3 в год.

39 В сентябре 2023 года компания НКОК начала строительство газопровода от УКПНиГ «Болашак» протяженностью 15 км.

40 Первоначально планировалось, что ввод ГПЗ в эксплуатацию состоится в 4-м квартале 2023 г. Данный проект перешел к QazaqGaz в июне 2022 года от предыдущего оператора, ТОО «GPC Investment». В феврале 2023 года QazaqGaz сообщил, что по результатам комплексного аудита были выявлены «критические недоработки» в проекте, из-за чего завершение строительства ГПЗ было перенесено на 2025 год. Первоначально планировалось, что мощность завода составит 1,15 млрд м^3 в год с производством сухого газа в объеме 0,815 млрд м^3 в год.

41 Это удвоит объем располагаемых мощностей по переработке сырого газа в рамках фазы 2А по сравнению с объемом, предусмотренным соглашением, которое было подписано между партнерами по консорциуму НКОК и QazaqGaz в декабре 2021 года, при этом совокупный объем сырого газа, обеспечиваемого в рамках фазы 2А, увеличится с 3 млрд м^3 в год до 5 млрд м^3 в год, включая 1 млрд м^3 в год, предназначенные для ГПЗ на месторождении Кашаган.

42 Хотя о предполагаемых затратах не сообщалось, показатели затрат согласно ранее выполненным расчетам для ГПЗ мощностью 2 млрд м^3 в год на месторождении Кашаган составляли около 2,6 млрд долл.

43 По сообщениям КМГ, тендер на строительство ГПЗ в Жанаозене должен завершиться до конца сентября 2023 года.

Строительство ГПЗ в Жанаозене должно быть сравнительно проще, чем строительство любого из трех других ГПЗ; его сырой газ намного менее сложен для переработки, чем попутный газ месторождения Кашаган. Фактически, по оценкам S&P Global, стоимость переработки газа в Жанаозене составляет около 117 долл./тыс. м^3 без учета других побочных продуктов. В отличие от этого, технологически сложные объекты по переработке газа на Кашагане требуют значительно более высоких капитальных затрат на единицу мощности. Расчетный ориентировочный уровень возмещения затрат (окупаемости), для ГПЗ на месторождении Кашаган мощностью 1 млрд м^3 (капитальные затраты на который составляют 860 млн долл.) находится на очень высоком уровне: около 230 долл./тыс. м^3. Помимо этого, более глубокая переработка газа предполагает извлечение более существенных объемов серы, что означает необходимость организации ее надлежащего хранения и решения проблем сбыта, а также требует более пристального внимания к соблюдению экологических норм. В целях привлечения инвестиций в разработку и добычу газа Правительство Казахстана приняло поправки в Налоговый кодекс, включая пересмотренную формулу ценообразования на «новый» газ (добываемый в рамках новых проектов или за счет увеличения добычи на существующих). Однако стимулы для новой переработки газа не были включены ни в законодательство, ни в Улучшенный модельный контракт.

6.8 Транспортировка газа в Казахстане

С момента обретения независимости Казахстан добился успеха в создании единой внутренней газовой системы. Это было достигнуто в первую очередь за счет завершения строительства первой нитки газопровода Бейнеу–Бозой–Шымкент (ББШ) в 2015 году, а также за счет строительства дополнительных кольцевых веток и соединительных газопроводов (перемычек) и установки современных компрессорных станций. В настоящее время все магистральные газопроводы Казахстана объединены в единую газотранспортную систему, включающую газопроводы Союз, Средняя Азия–Центр (САЦ), Бухара–Урал, Ташкент–Бишкек–Алматы и Газли–Шымкент, а также ББШ и Центральная Азия–Китай (см. Рисунок 6.15 «Газовая отрасль Казахстана (отдельные ключевые элементы)» и Таблицу 6.7 «Действующие магистральные газопроводы Казахстана (на 1 января 2023 г.)»). Единая система обеспечивает Казахстану дополнительную безопасность и гибкость в газовой сфере, включая: (1) снижение зависимости его южных регионов от узбекского газа, что стало критически важным с 2018 года; (2) возможность экспорта газа в больших объемах в Китай, что имеет чрезвычайно высокую значимость для QazaqGaz с 2017 года; а также (3) обеспечение путей для газификации

Таблица 6.6 Газоперерабатывающие мощности Казахстана

Объект	Мощность (млрд м^3 в год)	Загрузка в 2021 г. (%)
Тенгизский ГПЗ	13,0	100%
Жанажольский ГПЗ	8,4	62%
УКПНиГ Болашак	6,3	84%
УКПГ Чинаревское	4,2	16%
КазГПЗ	1,5	60%
УПГ Шагырлы	1,3	73%
Амангельдинский ГПЗ	0,7	49%
УПГ Акшабулак	0,6	67%
ГПК Тарбагатай	0,6	52%
ГПК Кожасай	0,4	100%
УКПГ Алибекмола	0,4	100%
Боранкольский ГПЗ (УПГ)	0,4	10%
ГПЗ Северный Нуржанов	0,2	100%
ГПЗ Каракудук	0,1	26%
УПГ Арыстановское	0,1	44%
ГПЗ Восточный Макат	0,0	100%
ЭмирОйл	0,0	87%
ГПЗ Балгинбаев С.	0,0	100%
УПГ Кульжан	0,0	28%
QazaqGaz ГПЗ	*1,0*	
ГПЗ в Жанаозене	*0,9*	
Карачаганакский ГПЗ	*4,0*	
ГПЗ на Кашагане (2+2 млрд м^3)	*4,0*	

Примечания: Курсивом обозначены планируемые ГПЗ.
Источник: S&P Global; QazaqGaz.

© 2023 S&P Global.

центральных и северных регионов Казахстана, куда ранее не поступал трубопроводный газ.

QazaqGaz – казахстанский национальный оператор, ведущий деятельность в сфере разведки, добычи, транспортировки и распределения газа. Через свои дочерние структуры QazaqGaz эксплуатирует газопроводы общей протяженностью порядка 76 800 км, в том числе 20 800 км газопроводов большого диаметра, годовая пропускная способность которых составляет 260 млрд м^3 газа, а также газораспределительных сетей протяженностью 65 686 км. При этом газотранспортная система включает 32 компрессорные станции, на которых установлено 319 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и 248 газораспределительных станций. QazaqGaz также выступает представителем государства в крупных газопроводах, эксплуатируемых совместными предприятиями с участием иностранных партнеров.

Рисунок 6.15 Газовая отрасль Казахстана (отдельные ключевые элементы)



Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2009798.
© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляется на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не являетсяавторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

Таблица 6.7 Действующие магистральные газопроводы Казахстана (на 1 января 2023 г.)

	Расчетная общая протяженность газопровода (км) на территории Казахстана	Расчетная пропускная способность (млрд м³ в год)	Количество ниток	Диаметр (мм)
Средняя Азия–Центр (САЦ)*	3 961	42,7	5	1 020, 1 220
Газопровод Центральная Азия–Китай (ЦАК)**	1 830	59,1	3	1 067
Союз	423	24,4	1	1 420
Карталы–Рудный–Костанай	156	1,6	1	820
Оренбург–Новопсков***	382	16,0	1	1 220
Бухара–Урал****	1 447	26,0	2	1 016
Окарем–Бейнеу	545	7,2	2	1 015
Бейнеу–Бозой–Шымкент	1 450	15,0	1	1 067
Акшабулак–Кызылорда	123	0,4	1	325
Бухара–Ташкент–Бишкек–Алматы (БГР–ТБА)****	792	5,8	2	1 020
Макат–Северный Кавказ	371	22,0	1	1 420
Газли–Шымкент*****	309	4,4	1	1 220
Сарыарка (1-й этап)	1 061	2,2	1	820

Примечания: *Диаметр первой нитки САЦ составляет 1 010 мм.
**Пропускная способность ЦАК – 55 млрд ст. м³.
***Пропускная способность газопроводов «Оренбург–Новопсков» и «Союз» – 40,4 млрд м³.
****Газопровод «Бухара–Урал» состоит из двух параллельных ниток протяженностью 1 447 км каждая. БГР–ТБА также состоит из двух параллельных ниток, протяженность одной из которых составляет 792 км, а другой – 846 км.
*****Пропускная способность газопровода «Газли–Шымкент» ранее составляла около 11,5 млрд м³ в год, но вследствие недостаточного обслуживания в настоящее время она значительно ниже.
Источник: S&P Global, QazaqGaz.
© 2023 S&P Global.

В собственности и эксплуатации АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), специализированной дочерней компании QazaqGaz, находится почти вся национальная система магистральных газопроводов и три основных подземных хранилища газа.[44] В 2022 году объем транспортировки по системе магистральных газопроводов (20 800 км) составил 93,5 млрд м³, что примерно на 10% меньше показателя 2021 года (103,6 млрд м³). Основная часть (77%) объема транспортировки пришлась на транзитный газ, а доля поставок внутренним потребителям составила 18% от совокупного показателя (см. Таблицу 6.8 «Поставки газа по основным магистральным газопроводам Казахстана»).

Однако на эксплуатации газотранспортной инфраструктуры отрицательно сказывается высокая степень износа и, как следствие, низкая пропускная способность. Основа национальной газопроводной инфраструктуры Казахстана относится к советской эпохе, и средний уровень износа (доля активов, нуждающихся в замене, поскольку они работают с превышением предусмотренного срока вывода из эксплуатации) многих нефтепроводов, по данным ИЦА, составляет более 70%. Компания намерена модернизировать газотранспортную систему и разработала план, согласно которому к 2030 году уровень износа активов должен снизиться до 25%. Модернизация потребуется также в свете трехстороннего соглашения о поставках российского газа в Узбекистан по трубопроводу Средняя Азия–Центр (САЦ).

В 2022 году ИЦА потратил 141,4 млрд тенге (313 млн долл.) на новую инфраструктуру, включая строительство газопровода и компрессорной станции от ГПЗ на месторождении Кашаган до газопровода Макат–Северный Кавказ и завершение строительства газопровода Жетыбай–Курык, а также 26,6 млрд тенге (50 млн долл.) на техобслуживание. В настоящее время по результатам проведенных диагностических работ на системах магистральных газопроводов за период 5-7 лет из 47 912 дефектов устранено 22 482 дефекта, оставшиеся дефектные трубы АО «НК «QazaqGaz» продолжит устранять в рамках текущих капитальных вложений.

ИЦА осуществляет эксплуатацию нескольких газораспределительных сетей, по которым газ из магистральных газопроводов поступает к конечным потребителям, однако в основном за поставки газа конечным потребителям отвечает еще одно дочернее предприятие QazaqGaz – АО «КазТрансГаз Аймак» («КТГ Аймак»). Расширение локальных газопроводных распределительных сетей в Казахстане продолжается на протяжении десяти лет или более, но с 2017 года его темпы ускорились. Хотя трубопроводный газ по-прежнему потребляется главным образом в крупных населенных пунктах, расположенных вдоль маршрутов магистральных газопроводов, активно принимаемые меры позволили газифицировать также небольшие города и населенные пункты, что резко повысило уровень газификации в целом по стране, и он продолжает расти. По состоянию на 2022 год газифицировано около 107 населенных пунктов, в результате чего совокупный уровень газификации в Казахстане составил 59%. В 2023 году в планах Правительства газифицировать еще 56 сельских населенных пунктов, что позволит охватить еще 166,6 тыс. человек и достичь целевого показателя газификации на уровне 60%.

44 Этими тремя подземными хранилищами являются ПХГ Бозой (мощностью 4 млрд м³) в Актюбинской области, Полторацкое ПХГ (мощностью 0,35 млрд м³) в Туркестанской области и Акыртобинское ПХГ (мощностью 0,3 млрд м³) в Жамбылской области.

Таблица 6.8 Поставки газа по основным магистральным газопроводам Казахстана (млрд м³ в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Транспортировка газа по газопроводам, всего	**119,8**	**104,1**	**117,5**	**125,4**	**111,2**	**89,6**	**103,6**	**93,5**
Газопроводы ИЦА	**84,0**	**66,8**	**76,6**	**80,134**	**73,0**	**57,8**	**65,2**	**54,7**
Поставки на внутренний рынок	11,5	12,3	12,9	13,6	13,7	14,3	15,8	16,8
Экспорт	12,7	13,3	16,7	18,9	19,1	12,7	8,5	4,9
Международный транзит (ИЦА)	59,7	41,2	46,9	47,7	40,2	30,8	40,8	32,9
Российский транзит (Россия-Россия)	53,1	37,0	41,4	43,9	30,7	25,7	30,8	29,1
Транзит из Центральной Азии в Россию	6,6	4,3	5,5	3,8	8,9	3,8	9,0	2,3
Узбекский транзит (Узбекистан-Узбекистан)	0,1	-	-	-	0,6	1,3	1,0	1,1
Российский транзит в Кыргызстан							-	0,4
Транзит по газопроводу «Центральная Азия–Китай»	**35,9**	**37,3**	**40,9**	**45,3**	**38,3**	**31,9**	**38,5**	**38,9**

Источник: S&P Global, ИЦА.

© 2023 S&P Global.

По состоянию на 2023 год общая протяженность газопроводов в стране составляет более 59 181 км. По данным «КТГ Аймак», с 2017 г. по 2021 г. протяженность распределительных газопроводов в городской и сельской местности (в пределах распределительного узла) выросла почти на 50%, при этом с 2016 года она увеличилась примерно на 8 555 км. Крупнейшие распределительные сети находятся в Алматинской, Туркестанской, Атырауской и Западно-Казахстанской областях; самый существенный прирост газопроводных сетей в пределах распределительного узла за последние годы произошел в городе Астана, а также в Алматинской и Костанайской областях. В 2021 году «КТГ Аймак» поставил по распределительным газопроводам 13,4 млрд м³ газа.

Для содействия росту потребления газа и достижения целей по газификации QazaqGaz реализует ряд проектов по модернизации, укреплению и строительству газовой инфраструктуры (см. Таблицу 6.9 «Планируемые газопроводы Казахстана (на 1 августа 2023 г.)»):

- ***Соединение между Кашаганом и газопроводом Макат–Северный Кавказ.*** Строительство магистрального газопровода протяженностью 17 км от ГПЗ на месторождении Кашаган (планируется на 2021-23 гг.) для транспортировки переработанного газа, поступающего с нового ГПЗ QazaqGaz мощностью 1 млрд м³ в год. На газопроводе будет установлена компрессорная станция с возможностью увеличения мощности с 1 млрд м³ в год до 4 млрд м³ в год.
- ***Строительство лупинга на газопроводе Макат–Северный Кавказ.*** Лупинг протяженностью 130 км предназначается для обеспечения надежности газоснабжения населения и крупных промышленных предприятий Атырауской области (прежде всего специальной экономической зоны, в которой расположены нефтегазохимические объекты); реализация проекта намечена на 2021-23 гг., мощность линии лупинга составит 7,5 млрд м³ в год, а газ в нее предположительно будет поступать главным образом с ГПЗ на месторождении Тенгиз через САЦ.
- ***Вторая нитка газопровода Бейнеу–Бозой–Шымкент (ББШ-2).*** Строительство ББШ-2 направлено на подержание экспортного потенциала и обеспечение стабильного газоснабжения южных и центральных регионов страны; плановая пропускная способность ББШ-2 составляет от 10 млрд м³ в год, а завершение строительства предварительно намечено на 2027 год. ББШ-2 предназначается для снабжения новых крупных коммерческих потребителей в южном и центральном регионах Казахстана, включая ТЭЦ-2 в Алматы, ERG и «ArcelorMittal». Газопровод планируется построить за счет привлечения частных инвестиций через инвестиционные стимулы, включая контракты на условиях «транспортируй или плати». В мае 2023 года на первом саммите «Китай – Центральная Азия» QazaqGaz и CNPC подписали соглашение о сотрудничестве, которое включало строительство ББШ-2.
- ***Бейнеу–Жанаозен-2.*** Строительство второй нитки газопровода Бейнеу–Жанаозен осуществляется в рамках модернизации магистрального газопровода Окарем–Бейнеу и предназначено для расширения существующего участка, что позволит повысить надежность газоснабжения населенных пунктов Мангистауской области, электростанции ТОО «МАЭК-Казатомпром» и других крупных предприятий.[45] Совокупная пропускная способность газопровода увеличится с 3,1 млрд м³ в год до 8,9 млрд м³ в год. Газ в Бейнеу–Жанаозен-2 предположительно будет поступать путем реверсной транспортировки (в направлении с севера на юг) из САЦ.
- ***Жанаозен–Актау.*** QazaqGaz планирует масштабный капитальный ремонт существующих трех ниток газопровода Жанаозен–Актау. Также планируется строительство четвертой нитки на участке Жанаозен–Актау с подключением к магистральному газопроводу Окарем–Бейнеу, которая будет обеспечивать газом Актау, Курык и другие населенные пункты. При этом предполагается увеличение совокупной пропускной способности с 2,7 млрд м³ в год до 6,1 млрд м³ в год.
- ***Газопровод Бухара–Урал до Актобе.*** Строительство третьей нитки (отвода) газопровода Бухара–Урал до Актобе предназначено для увеличения поставок газа в целях удовлетворения растущего спроса в городе Актобе и близлежащих населенных пунктах. Строительство запланировано на 2022-23 гг. Пропускная способность газопровода составит 2,4 млрд м³ в год, а расчетный объем капитальных затрат – 43,4 млрд тенге (96 млн долл.). По имеющейся информации, первые две нитки (отвода) газопровода Бухара–Урал до Актобе практически полностью изношены.

45 По данным QazaqGaz, казахстанский участок газопровода Окарем–Бейнеу (САЦ-3) (который был введен в эксплуатацию в 1976 году) является одним из наиболее изношенных газопроводов (уровень износа превышает 75%). QazaqGaz планирует масштабный капитальный ремонт этой нитки газопроводной системы.

- ***Газопровод Жанажол–Актобе-2.*** Также рассматривается строительство второй нитки газопровода Жанажол–Актобе. На данный момент газоснабжение Актобе осуществляется по двум магистральным газопроводам: Жанажол–Актобе (0,9 млрд м^3 в год) и Бухара–Урал (3,2 млрд м^3 в год). Администрация Актобе давно стремится увеличить объемы газоснабжения города и снять обеспокоенность по поводу поставок газа по старому [давно находящемуся в эксплуатации] газопроводу Бухара–Урал. Расчетный объем капитальных затрат на газопровод Жанажол–Актобе-2 составляет 120,3 млрд тенге (267 млн долл.).

В дополнение к проектам, официально объявленным QazaqGaz, переговоры между Казахстаном, Россией и Узбекистаном относительно создания региональной структуры газоснабжения могут привести к расширению существующих казахстанских газотранспортных мощностей или даже к строительству абсолютно новых газопроводов.

Таблица 6.9 Планируемые газопроводы Казахстана (на 1 августа 2023 г.)

	Расчетная общая протяженность газопровода (км) на территории Казахстана	Расчетная пропускная способность (млрд м^3 в год)	CAPEX (млрд тенге без НДС)	Предполагаемая дата ввода в эксплуатацию или начала строительства	Документы	Текущая стадия (реализации)
Актобе–Бухара–Урал (3-я линия)	165	2,4	43,4	2023	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	В процессе строительства
Жетыбай–Курык, с установкой АГРС-80 в с.Курык	85		22,9	2022	Комплексный план развития газовой отрасли**	Сдан в эксплуатацию в 2022 г.
Жанажол–Актобе (2-я линия)	244		120,3	2025	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	В процессе планирования
Окарем-Бейнеу (2-я нитка)	473				Годовой отчет ИЦА за 2022 г.	В процессе строительства
Бейнеу–Жанаозен (2-я линия)	308	5,8	160,8	2023	Комплексный план развития газовой отрасли**	В процессе строительства
Жанаозен–Актау (4-я линия)	428	4,5	27,5	2023	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	В процессе строительства
Бейнеу–Бозой–Шымкент (2-я линия)	1 450	15,0	160,8	2026-2027	Комплексный план развития газовой отрасли**	Разработка проектной документации
Лупинг Макат–Северный Кавказ	130	13,1	89,1	2023	Комплексный план развития газовой отрасли**	В процессе строительства
Кашаган (ГПЗ)–Макат–Северный Кавказ	17	1,0	71,9	2023	Инвестиционная программа ИЦА	В процессе строительства

Продолжение

Таблица 6.9 Планируемые газопроводы Казахстана (на 1 августа 2023 г.)

	Расчетная общая протяженность газопровода (км) на территории Казахстана	Расчетная пропускная способность (млрд м³ в год)	CAPEX (млрд тенге без НДС)	Предполагаемая дата ввода в эксплуатацию или начала строительства	Документы	Текущая стадия (реализации)
Алматы-Байсерке-Талгар, 2-я нитка	64,0	1,5		2023	Годовой отчет ИЦА за 2022 г.	Разработка проектной документации
Сарыарка (2-й и 3-й этапы)	483		188,5	н/д	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	н/д
Барнаул–Рубцовск–Семей–Усть-Каменогорск–Павлодар	679			н/д	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	н/д
Костанай-Астана-Павлодар-Семей-Усть-Каменогорск				н/д	Доклад министра энергетики***	н/д
Омск-Павлодар-Семей-Усть-Каменогорск				н/д	Доклад министра энергетики***	н/д
Ишим–Петропавловск–Кокшетау–Астана	644			н/д	Доклад министра энергетики в Мажилисе*	н/д

Примечания: *Доклад министра энергетики в Мажилисе о перспективах развития газового рынка (июнь 2022 г.).
**Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 годы.
***Презентация министра энергетики об итогах деятельности за 2022 г. и задачах на 2023 г.
Источник: S&P Global, QazaqGaz, ИЦА.

© 2023 S&P Global.

6.8.1 Транзит газа

Благодаря своему географическому положению Казахстан остается важной транзитной страной: газ, поступающий из внешних источников, транспортируется по его территории в другие страны – в том числе из Центральной Азии в Россию и Китай; из России обратно в Россию и в Кыргызстан; а также из Узбекистана обратно в Узбекистан (для газоснабжения Ташкента) (см. Таблицу 6.8).

На транзитные потоки всегда приходилась самая крупная доля газа, проходящего по системе магистральных трубопроводов страны. Соответственно, выручка от транзита является важным источником дохода национального оператора. На протяжении более десяти лет объемы транзита находились в диапазоне 78-95 млрд м³ в год. В 2022 году транзит газа через Казахстан составил 71,8 млрд м³, что на 10% меньше по сравнению с 2021 годом. Это снижение во многом связано с сокращением объемов транзита туркменского газа, идущего в Россию.[46] В 2022 году транзит в Китай составил 38,9 млрд м³ или 54% от всего транзитного объема; на транзит российского газа пришлось 29,1 млрд м³ или 41%; тогда как транзит центральноазиатского газа в Россию составил лишь 3% от совокупного показателя, что заметно отличается от прошлых лет, когда на эту категорию приходилось около 50% газового транзита. В дальнейшем транзитные потоки останутся крупнейшей составляющей совокупного объема газа, идущего по газопроводной системе Казахстана, причем основная их часть будет приходиться на центральноазиатские транзитные объемы, поступающие в восточном направлении через Казахстан в Китай по системе ЦАК. Ближе к концу 2023 года ожидается новый транзитный поток – поставки российского газа на юг, в Узбекистан.

6.8.2 Дилемма газоснабжения северо-центрального и восточного регионов Казахстана: расширение газопровода «Сарыарка» или импорт газа из России?

Одной из ключевых составляющих общей стратегии газификации Казахстана и его усилий, направленных на сокращение выбросов ПГ в соответствии с определяемым на национальном уровне вкладом (ОНУВ) в рамках Парижского соглашения по климату 2015 года, является расширение сети транспортировки природного газа с охватом территорий, в настоящее время не обеспеченных трубопроводным газом,

46 Экспорт из Туркменистана в Россию заметно снизился – с 10,6 млрд м³ в 2021 году до 3,4 млрд м³ в 2022 году (или на 66,8%).

основные из которых расположены в северо-центральной и восточной частях Казахстана. В настоящее время Правительство рассматривает три варианта газоснабжения в целях газификации этих территорий:

- ***Казахстанский газ:*** *продление газопровода «Сарыарка»* от Астаны до Кокшетау (2-й этап) и далее до Петропавловска (3-й этап), для чего потребуются суммарные капиталовложения в размере 185 млрд тенге (420 млн долл.); протяженность газопровода составит 483 км.
- ***Импорт газа из России:*** российский газ может поступать по одному или нескольким новым газопроводам:
  - *Ишим–Петропавловск–Кокшетау–Астана* общей протяженностью 644 км. Этот газопровод является наименее амбициозным из трех рассматриваемых вариантов и попутно будет обеспечивать газом столицу и два крупных города на севере Казахстана.
  - *Барнаул–Рубцовск–Семей–Усть-Каменогорск [Оскемен]* (с ответвлением на Павлодар). Предполагается, что газопровод из Барнаула в Восточно-Казахстанскую и Павлодарскую области обеспечит газом около 2,1 млн человек при потреблении в объеме 2,3 млрд м^3 в год. Для реализации данного проекта необходимо строительство новой инфраструктуры не только в Казахстане, но и в России. При этом на территории России потребуется проложить газопровод от Барнаула до российско-казахстанской границы, а также обеспечить дополнительные мощности для транспортировки более значительных объемов газа из Сургута в Новосибирск, а затем в Барнаул, поскольку существующие газопроводы сейчас работают на полную мощность.[47]
  - В феврале 2023 года Министерство энергетики Казахстана объявило, что на рассмотрении находится третий вариант газификации востока страны, предполагающий строительство газопровода по маршруту *Костанай–Астана–Павлодар–Семей–Усть-Каменогорск [Оскемен]*, который потенциально будет также использоваться для экспорта российского газа в Китай.
- ***Гибридные (российско-казахстанские) поставки газа:*** Министерство энергетики Республики Казахстан также рассматривает еще более комплексный вариант газификации северо-центральных и восточных регионов – *закольцовка магистрального газопровода «Сарыарка» с российским газопроводом*, входящим в регион. В настоящее время «Газпром» работает над предварительным технико-экономическим обоснованием проекта для определения наиболее целесообразного с экономической точки зрения маршрута. Расчетная стоимость реализации этого проекта находится в диапазоне 1,9-2 трлн тенге (4,4 млрд долл.), а мощность по поставкам составляет до 40 млрд м^3 в год.[48]

47 В декабре 2021 года было завершено строительство газопровода (отвода) малой протяженности от Барнаула до Ребрихи (на маршруте в Рубцовск), на которое «Газпром» потратил 2 млрд руб. (27,8 млн долл.). Строительные работы начались в 2016 году, но были приостановлены из-за проблем с подрядчиком; «Газпром» возобновил строительство в середине 2020 года после заключения контракта с новым подрядчиком – ПАО «Томскгазстрой». В рамках программы газификации России на 2025-30 гг. «Газпром» планирует продлить этот газопровод от Ребрихи до Рубцовска через Алейск.

6.9 Внутреннее потребление газа

6.9.1 Казахстанская программа газификации

В 2015 году Казахстан приступил к реализации грандиозной 15-летней программы газификации, призванной обеспечить трубопроводным природным газом миллионы жителей страны, которым он ранее не поставлялся.[49] Являясь одним из ключевых социальных проектов, эта программа в значительной мере финансируется государством и направлена на повышение внутреннего потребления газа, в основном в коммунально-бытовом секторе (среди населения). Она также (частично) направлена на содействие достижению Казахстаном целей по сокращению выбросов в соответствии с Парижским соглашением по климату. В целом данная инициатива позволила выйти на целевой уровень газификации, намеченный на 2030 год (56%), на девять лет раньше назначенного срока – в 2021 году (см. Рисунок 6.16 «Уровень газификации Казахстана и целевые показатели на 2030 год»). Однако в связи с резким ростом внутреннего потребления газа в последние годы и необходимостью модернизации газотранспортной системы для обеспечения бесперебойных поставок газа Министерство энергетики (совместно с QazaqGaz) в 2022 году актуализировало Генеральную схему газификации, установив новый целевой показатель – 65% к 2030 году. Схема упрочила курс Казахстана на дальнейшую газификацию коммунально-бытового сектора и промышленности.[50] В 2022 году совокупный уровень газификации в Казахстане достиг 59%.

Программа газификации финансируется в основном общегосударственными и местными органами власти, а также национальным оператором и другими (частными) источниками. За последние пять лет программа в основном была ориентирована главным образом на строительство региональных объектов газификации и распределительных газопроводов низкого давления. Эта деятельность на 80-90% финансируется из республиканского бюджета; при этом финансирование проектирования и строительства газопроводов внутри населенных пунктов осуществляется за счет местных (областных) органов власти. В годовом отчете за 2022 год QazaqGaz указал, что не участвует в строительстве малых распределительных газопроводов в пределах распределительного узла, а подключает потребителей к более крупной газовой сети после получения уведомления об их готовности.[51] В 2014-19 гг. национальная компания

48 Планируется, что такая мощность позволит удовлетворять внутренний спрос в Казахстане, а также потенциально обеспечит возможность экспорта в Китай.

49 В конце 2014 года Правительство Казахстана утвердило официальную «Генеральную схему газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы» («Схема газификации»), тем самым официально оформив свое давнее стремление к расширению обеспеченности трубопроводным газом в стране.

50 Обновленная Схема газификации предполагает внедрение цифровых технологий по цепочке транспортировки, доставки и учета газа.

51 В Схеме газификации разъясняется, что решение по финансированию принимается в соответствии с корпоративными правилами рассмотрения инвестиционных проектов национального оператора. Оценка объемов финансирования газификации рассчитывается на базе цены оптовой реализации товарного газа с учетом маржи национального оператора в размере 5% с 2016 г. по 2021 г. и 10% с 2022 г.

уже потратила на газификацию более 112 млрд тенге (около 293 млн долл.) собственных средств.[52] При этом QazaqGaz запланировал вложить еще 14,3 млрд тенге (32 млн долл.) в обеспечение региональной транспортировки газа в целях содействия реализации планов газификации в 2021-23 гг.

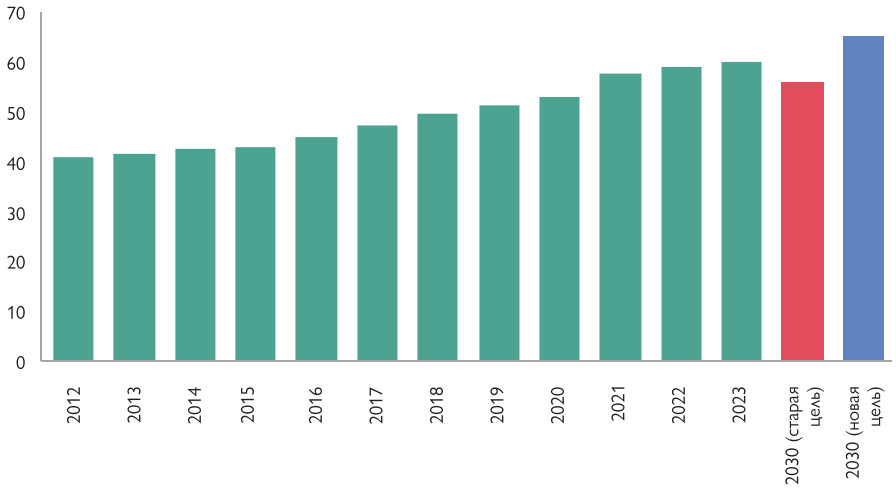
В 2022 году наблюдалась неоправданно высокая стоимость подключения потребителей. Общая стоимость подключения потребителей/газификации составляла 596 тыс. тенге у АО «КазТрансГаз Аймак», против 918 тыс. тенге на конкурентном рынке. Для стимулирования конкуренции и справедливого ценообразования на рынке в период с сентября по декабрь 2022 года АО «КазТрансГаз Аймак» предоставляло услуги по подключению в Астане и Карагандинской области по ценам, приближенным к себестоимости услуг. По итогам 2022 года АО «КазТрансГаз Аймак» удалось осуществить строительно-монтажные работы (СМР) порядка 566 жилых строений или 9% от общей численности вновь газифицированных жилых строений (6 301, из них по Астане–5 286, по Карагандинской области–1 015). При этом, данные СМР КТГА проводил с нулевой маржинальностью.

Проекты газификации, реализуемые дочерней компанией QazaqGaz, «КТГ Аймак», финансируются через Samruk-Kazyna Trust, который является фондом развития социальных проектов в рамках «Самрук-Қазына». Samruk-Kazyna Trust финансирует основную часть деятельности по газификации, осуществляемой компаниями «Самрук-Қазына». «КТГ Аймак» как компания, отвечающая за распределение газа, покрывает расходы, связанные с подключением потребителей к своей более крупной газораспределительной системе.[53]

По данным Министерства энергетики, в 2022 году средства, выделенные на проекты газификации из республиканского бюджета, составили 96,1 млрд тенге (213 млн долл.), увеличившись вдвое по сравнению с 2021 годом и в пять раз по сравнению с 2018 годом. Министерство также сообщило, что средства, выделенные в 2022 году, были потрачены на 142 газовых проекта, которые были реализованы в 107 сельских населенных пунктах и обеспечили газом около 285 000 человек.[54] В 2023 году планируется достичь газификации на уровне 60%, при этом бюджетные отчисления составят 74 млрд тенге (164 млн долл.) и пойдут на газификацию 56 сельских населенных пунктов с охватом 167 000 человек.

Приоритет, который отводится проектам газификации, соответствует первоочередным задачам Правительства Республики Казахстан, изложенным в Дорожной карте правящей партии «Аманат» (AMANAT). Программа «Аманат» предусматривает к 2025 году обеспечить природным газом жителей городов Астана, Караганда, Кокшетау, Усть-Каменогорск (Оскемен), Павлодар, Петропавловск и Семей (пункт 247). Вторая актуальная цель газификации (пункт 278) предусматривает обеспечение газом к 2025 году 246 сельских населенных пунктов с общей численностью населения более 900 000 человек. Прогресс, достигнутый к 2023 году, значительно опережает указанные цели по газификации.

Рисунок 6.16 Уровень газификации Казахстана и целевые показатели на 2030 год (%)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

52 За 2010-20 гг. QazaqGaz построил более 9 500 км газораспределительных сетей.

53 В годовом отчете за 2022 год QazaqGaz указал, что его цены на подключение жилых объектов (населения) непосредственно к газовой сети (на уровне внутридомовой газовой сети) были значительно ниже, чем у частных конкурирующих предприятий. В 2023 году, по результатам выполненного анализа, КРЕМ пришел к выводу, что «КТГ Аймак» не должен участвовать в строительно-монтажных работах по внутридомовым газовым сетям. Вероятно, это связано с тем, что данный вид работ могут выполнить другие компании, а также с тем, что данная деятельность не является основной сферой компетенции и ответственности «КТГ Аймак».

54 В 2010-20 гг. из государственного бюджета было профинансировано более 1 300 проектов газификации и строительство газораспределительных сетей общей протяженностью более 18 000 км по всей стране.

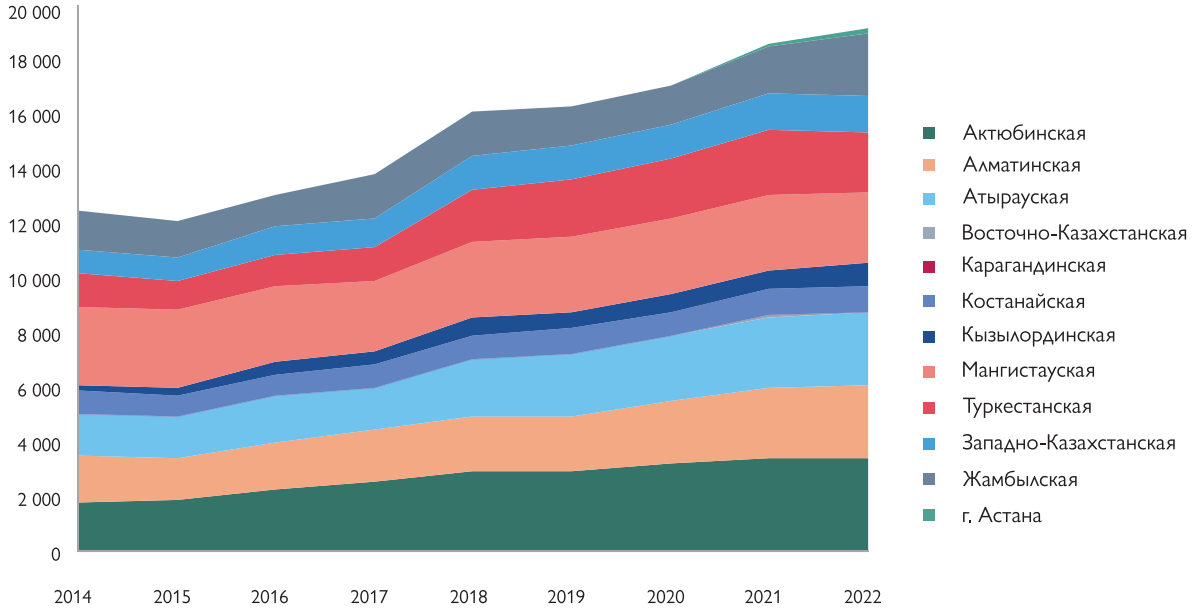
6.9.2 Исторические данные по потреблению газа

В 2022 году конечное потребление (поставки потребителям) составило 19,3 млрд м³, что на 4% больше, чем в 2021 году (см. Таблицу 6.4 и Рисунок 6.17 «Потребление природного газа в Казахстане по областям в 2014-22 гг.»).[55] Газификация стала значимым фактором, способствовавшим существенному росту спроса со стороны конечных потребителей: потребление газа населением выросло на 8% в годовом исчислении до 5,2 млрд м³ в 2022 году. По данным Бюро национальной статистики Казахстана, в 2021 году резко вырос спрос на газ в электроэнергетическом секторе – на 22% до 11,5 млрд м³. И хотя в 2022 году спрос в вышеуказанном секторе снизился на 7% до 10,5 млрд м³, уровень потребления все же был достаточно высоким, особенно по сравнению с показателями прошлых периодов. В частности, показатель использования газа в электроэнергетике в 2022 году был на 14% выше, чем в 2020 году. Увеличение спроса на газ за последние два года, вероятнее всего, было обусловлено необходимостью наращивания газовых мощностей в электроэнергетике для обеспечения растущей потребности в маневренной генерации.[56] В свою очередь, спрос на газ в промышленности (без учета электроэнергетики) в 2022 году снизился примерно на 7%, составив в совокупности 3,7 млрд м³.[57]

За первое полугодие 2023 года конечное потребление газа выросло на 3,9%. По данным QazaqGaz, в первые месяцы 2023 года пиковый спрос на газ в Казахстане достиг рекордного показателя – 4,1 млн м³ в час (100 млн м³ в сутки), что на 17,1% выше, чем в 2022 году. Вероятно, это связано с тем, что температура в зимний период была ниже среднего уровня.

Относительная структура потребления газа в основных секторах со временем остается в целом стабильной – даже с увеличением совокупного объема. Из всего объема газа, реализованного потребителям в 2022 году (19,2 млрд м³), около 10,5 млрд м³ (55%) было использовано в электроэнергетике для производства электроэнергии и тепла, около 1,9 млрд м³ (9,9%) – в промышленности, 6,3 млрд м³ (33%) – совместно потребителями коммунально-бытового и коммерческо-муниципального (так называемого «жилищного») сектора (см. Рисунок 6.18 «Прогноз потребления природного газа в Казахстане по секторам экономики в период до 2050 г.»).

Рисунок 6.17 Потребление природного газа в Казахстане по областям в 2014-22 гг. (млн м³)



Источник: S&P Global, Министерство энергетики РК.

© 2023 S&P Global.

55 Согласно другим источникам статистической информации (данным национального энергетического баланса) поставки потребителям в 2022 году составили 18,3 млрд м³. По нашим расчетам, в 2022 году совокупный объем *видимого* потребления природного газа в Казахстане (которое определяется как производство товарного газа минус экспорт плюс импорт) составил 30,4 млрд м³; а согласно другим статистическим источникам он составил 21,5 млрд м³. Разница между видимым и конечным потреблением представляет собой другие внутренние «расходы», включая промысловые и технологические потери, применение в трубопроводной системе, изменения в запасах и т.п.

56 В частности, потребление газа в Жамбылской области выросло с 1,8 млрд м³ в 2021 году до 2,3 млрд м³ в 2022 году, что, вероятно, связано с увеличением использования газа на Жамбылской электростанции, где выработка электроэнергии выросла на 18,2% в 2021 году и на 70% в 2022 году.

57 Это касается как конечного потребления (1,9 млрд м³), так и использования в нефтегазовой отрасли на добывающих объектах. В промышленности крупнейшими потребителями являются черная металлургия – 0,4 млрд м³ и химическая промышленность (включая сырье) — 0,6 млрд м³ в 2022 г.; объем потребления в самой нефтегазовой отрасли составил 1,8 млрд м³.

Использование газа в автомобильном транспорте, включая компримированный природный газ (КПГ) для муниципальных автобусов или легковых автомобилей, а также сжиженный природный газ (СПГ) для грузовых автомобилей в 2022 году составило всего 3,5 млн м³. Использование СПГ за последние годы фактически сильно не выросло.[58] Аналогичным образом, КПГ находит применение только в нишевых сегментах транспортной сферы. По состоянию на конец 2022 года в Казахстане работали 21 АГНКС (станций заправки КПГ), из которых 10 принадлежат QazaqGaz, 1 АГНКС в Алматы принадлежит муниципальному автобусному парку, а остальные 10 АГНКС – частным компаниям. Больше всего АГНКС в Казахстане находится на юге страны. По данным QazaqGaz, совокупное количество автотранспорта на КПГ в Казахстане по состоянию на конец 2022 года составило 2 123 единицы. Объем поставок КПГ на АГНКС для использования на собственные нужды предприятиями, имеющими автопарк, увеличился со 157 м³ в 2016 году до 11,9 млн м³ в 2017 году, но затем снизился всего до 2,2 млн м³ в 2020 году. Согласно учетным данным, объем розничных продаж КПГ составил 209,4 тыс. м³ в 2016 году, вышел на пиковый уровень в 2018 году на отметке 1,3 млн м³, после чего упал до 891 тыс. м³ в 2020 году. По данным QazaqGaz, в 2022 году он поставил на АГНКС (в Алматы, Актобе и Рудном) около 55 млн м³ КПГ, тогда как в 2020 году объем поставок составил 42,2 млн м³.

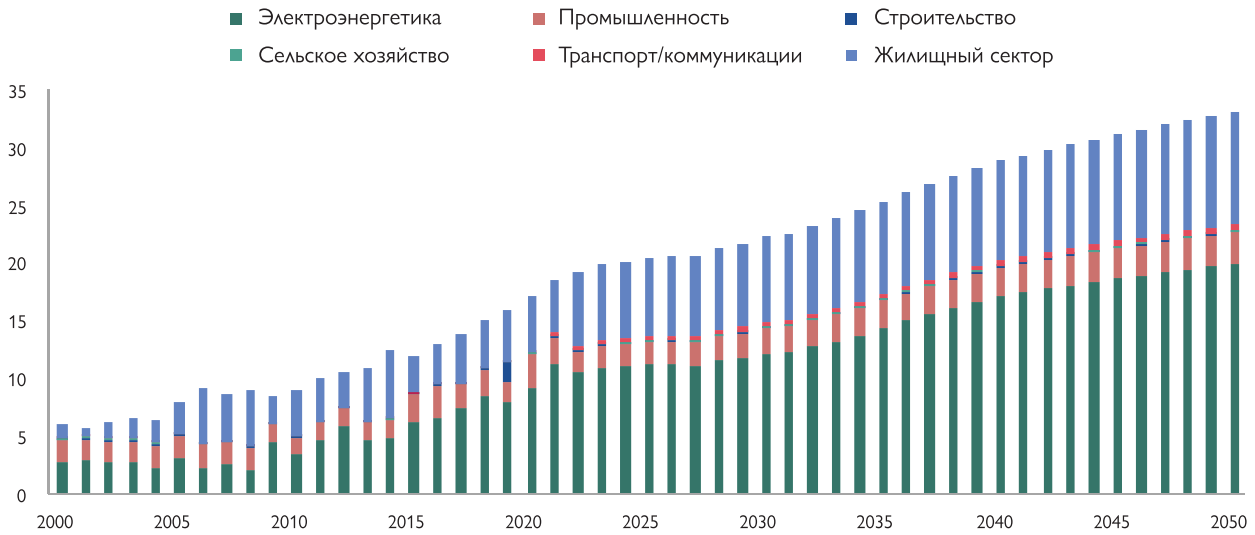
Первоначальный комплекс мер по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива был намечен в соответствующем плане на 2019-22 гг., утвержденном Постановлением Правительства №797 от 29 ноября 2018 г. Однако планы по развитию инфраструктуры КПГ/СПГ продвигаются достаточно медленно, поскольку на рынке имеется достаточно традиционных нефтепродуктов по привлекательным ценам. В 2022 году QazaqGaz сообщил, что он инициировал продление действия принятого в 2018 году постановления по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива до 2027 года. При этом QazaqGaz наметил несколько целей для реализации к 2027 году, в частности:

- увеличение продаж КПГ до 289 млн м³ к 2027 году;
- увеличение количества автомобилей на КПГ до 3 830 единиц;
- увеличение количества АГНКС до 35 единиц;
- увеличение количества заводов по производству СПГ до 2 единиц.

По заявлениям компании, она намеревается заместить 218 000 т дизельного топлива природным газом и сэкономить около 31 млрд тенге (69 млн долл.) на расходах на топливо.[59]

Обеспокоенность в отношении сложностей с обеспечением достаточных объемов предложения в газовом балансе страны и необходимости прибегать к импорту вызвала у политических лидеров Казахстана опасения по поводу энергетической безопасности, поскольку чрезмерная зависимость от импорта может поставить важные проекты и инфраструктуру страны в уязвимую позицию в случае перебоев с поставками.

Рисунок 6.18 Прогноз потребления природного газа в Казахстане по секторам экономики в период до 2050 г. (млрд м³)



Примечания: Конечное потребление; транспорт не включает трубопроводы; жилищный сектор = коммунально-бытовой и коммерческий сектор.
Источник: S&P Global, Бюро национальной статистики РК.
© 2023 S&P Global.

58 Первая мобильная криоАЗС (станция заправки СПГ) была открыта в 2021 году в Акмолинской области в рамках совместного проекта Казахстана, России и Китая в контексте реализации инициативы «Новый шелковый путь». Помимо этого, мобильная криоАЗС работала на ЭКСПО-2017 в Астане. В столице Казахстана также имеется одна станция регазификации СПГ, газ которой используется для теплоснабжения Назарбаев Университета.

59 См. Годовой отчет QazaqGaz за 2022 год, стр. 141.

Хотя такие опасения вполне объяснимы, следует отметить, что многие страны-импортеры газа осознают важность наличия нескольких источников импорта газа и целесообразности обеспечения хранилищ (см. Главу 2). Еще одна инициатива, выдвинутая Министерством энергетики совместно с Министерством национальной экономики и QazaqGaz, ориентирована на контроль и регулирование спроса, при этом предполагая принятие и реализацию плана энергоэффективности и рационального потребления товарного газа (План энергоэффективности для газа).[60] Планом предусмотрена реализация таких мер по обеспечению энергоэффективности, как дифференцированный тариф на газ для населения, оптимизация норматива температуры в отопительный сезон, переход на резервное топливо (уголь) и др.

План энергоэффективности для газа на 2023-25 гг. включает следующие инициативы:

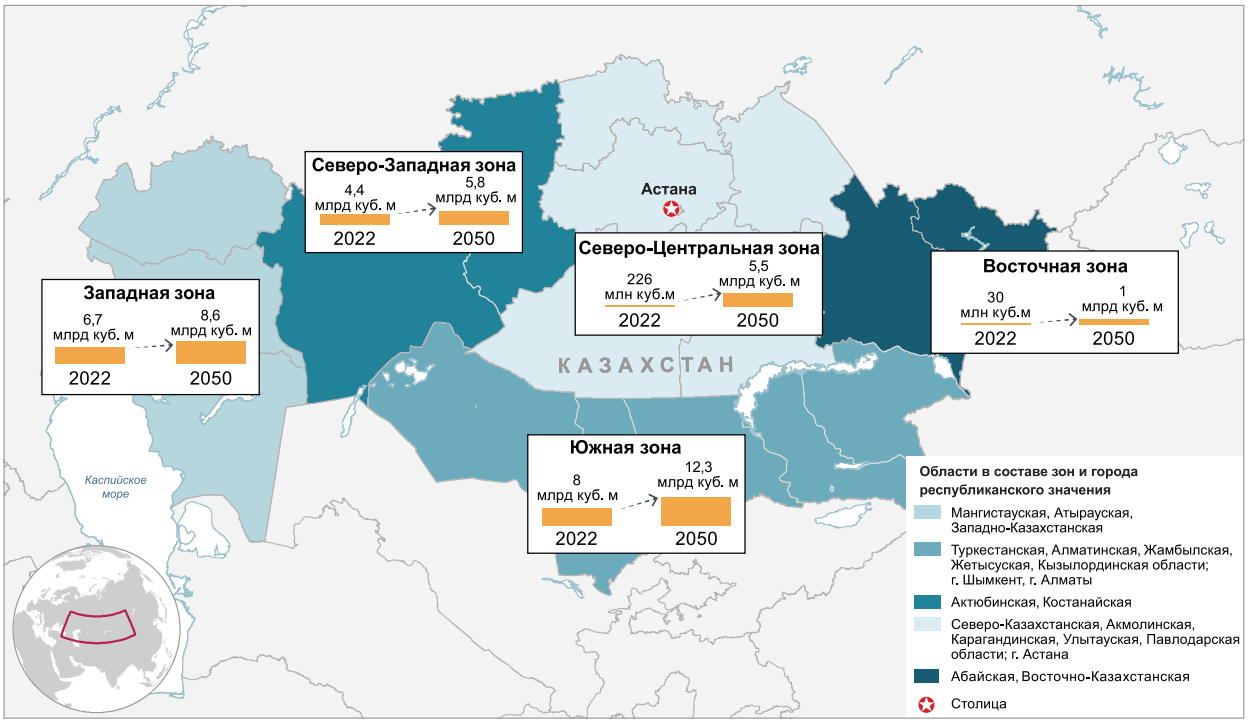
- Снижение потерь в газотранспортной системе.
- Создание единой централизованной системы учета газа (цифровизация газотранспортных и газораспределительных систем).
- Установление норм потребления товарного газа для населения в каждом из регионов с учетом средних показателей климатических условий.
- Повышение общей эффективности топливно-энергетического комплекса.

По оценкам министерства, эти меры помогут сэкономить 2,5 млрд $м^3$ газа в год без негативного влияния на экономическую активность в Казахстане.

Если рассматривать потребление по регионам, S&P Global выделяет пять региональных «рынков» потребления газа в Казахстане, которые определяются такими аспектами, как источники поставок газа (казахстанская добыча или импорт) и конфигурация национальной газопроводной системы, а именно (см. Рисунок 6.19 «Потребление газа на внутреннем рынке Казахстана в 2022 г. и прогноз на 2050 г. (по зонам потребления газа)»):

- Западная зона, в которую входят Мангистауская, Атырауская и Западно-Казахстанская области.
- Южная зона, в которую входят Туркестанская область и город Шымкент, Алматинская область и город Алматы, а также Жамбылская и Кызылординская области.

Рисунок 6.19 Потребление газа на внутреннем рынке Казахстана в 2022 г. и прогноз на 2050 г. (по зонам потребления газа)



Источник: S&P Global Commodity Insights: 2010719.

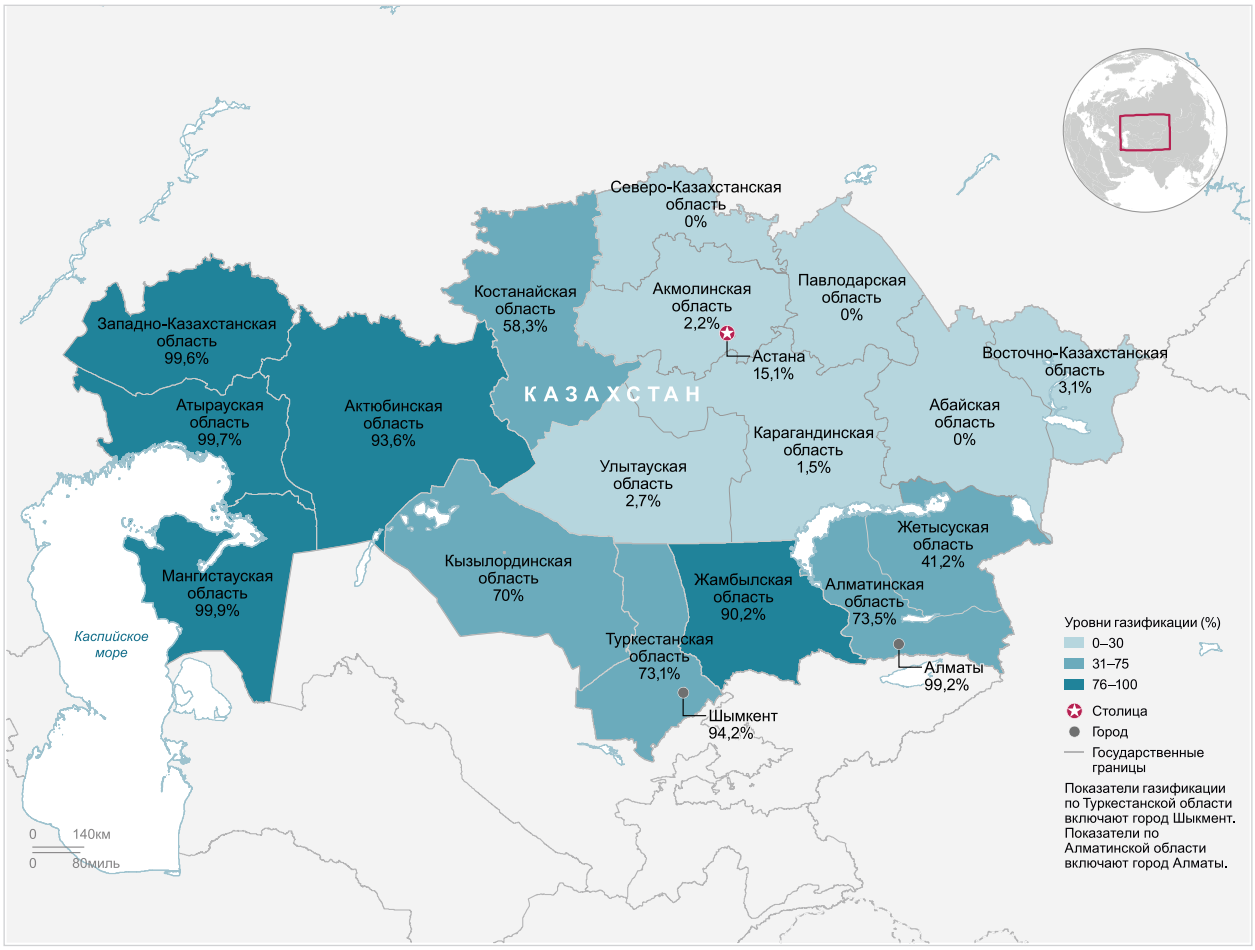
© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляется на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не являетсяавторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

60 В марте 2023 года Президент Токаев поручил Правительству разработать план энергоэффективности и рационального потребления товарного газа.

- Северо-западная зона, в которую входят Актюбинская и Костанайская области.
- Северо-центральная зона – зарождающаяся территория газопотребления, куда сейчас только начинает поступать трубопроводный газ – в которую входят город Астана, а также Северо-Казахстанская, Акмолинская, Павлодарская и Карагандинская области.
- Восточная зона, в которую входят Восточно-Казахстанская и Абайская области, где потребление в настоящее время обеспечивается за счет добычи на небольшом газовом месторождении (Сарыбулак), газ с которого также традиционно экспортируется в Китай.

В западной зоне, где сосредоточена существенная часть казахстанской газодобычи, традиционно складывается высокий уровень газификации и потребления – газ используется в производстве электроэнергии, в промышленности и в жилищно-коммерческом секторе. Западная зона является в Казахстане лидером по уровню газификации, которой охвачено свыше 90% ее населения (см. Рисунок 6.20 «Уровень газификации областей Казахстана (2022 г.)»). Потребление в западной зоне в 2022 году составило 6,7 млрд м^3 или 35% от совокупного объема конечного потребления в целом по стране. Области, расположенные на юге Казахстана, в 2022 году потребили 8,0 млрд м^3 газа (45% совокупного объема), а северо-западная зона – около 4,4 млрд м^3 (23% совокупного объема). В северо-центральной зоне Казахстана спрос на газ растет на фоне наращивания поставок по газопроводу «Сарыарка». В 2022 году потребление газа достигло 0,226 млрд м^3, тогда как в 2021 году оно составило всего 0,059 млрд м^3. И, наконец, потребление газа в Восточно-Казахстанской области, согласно отчетным данным, составило 30 млрд м^3.

Рисунок 6.20 Уровень газификации областей Казахстана (2022 г.)



Источник: S&P Global Commodity Insights: 2009773.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляется на условиях «как есть», без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

6.9.3 Прогноз потребления газа в Казахстане

По прогнозам S&P Global, к 2050 году объем конечного потребления газа в целом по стране составит примерно 33,2 млрд м^3 (см. Таблицу 6.5, Рисунок 6.18 и Рисунок 6.21 «Потребление газа в Казахстане с разбивкой по регионам»). Ожидается, что показатель использования газа в экономике будет во многом приходиться на объемы, компенсирующие сокращение потребления угля, а не на чистый прирост потребления первичных энергоресурсов. Предполагается, что к 2050 году 60% спроса на газ (почти 20 млрд м^3) будет приходиться на электроэнергетику. В период с 2022 г. по 2030 г. спрос на газ в вышеуказанном сегменте увеличится примерно на 1,7 млрд м^3, а после 2030 года будет расти более быстрыми темпами, достигнув 17,2 млрд м^3 в 2040 году и 19,9 млрд м^3 в 2050 году.

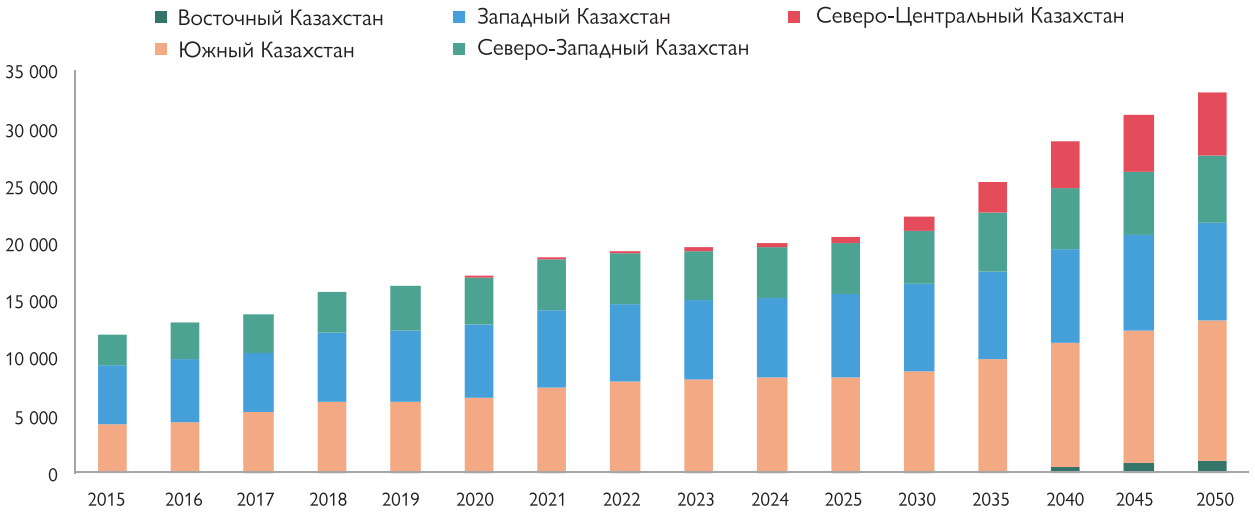
Согласно прогнозу S&P Global в отношении производства электроэнергии, тепловая генерация (в основном с использованием угля и газа, но также и некоторого объема нефтепродуктов) выйдет на пиковый уровень в 2025 году на отметке 104,4 млрд кВт*ч, а к 2050 году в целом снизится до 87,4 млрд кВт*ч, при этом ее доля в совокупном показателе сократится с 89% в 2022 году до 61% в 2050 году. Состав тепловой генерации меняется: потребление газа растет, а угля – падает. Тогда как в 2022 году на газ приходилось около 23% тепловой генерации, к 2050 году эта доля составит более 51%. С другой стороны, доля угля в тепловой генерации снизится с 75% в 2022 году до менее 48% в 2050 году.

Потребление газа в промышленности, прежде всего в добывающей и обрабатывающей (в том числе в нефтегазохимии), также, вероятно, будет расти, хотя и более умеренными темпами. Политическая поддержка, направленная на содействие переходу с угля на газ, которая в настоящее время ориентирована на производство электроэнергии, в перспективе может распространиться и на промышленный сектор. Однако на данный момент многие производственные процессы тяжелой промышленности в Казахстане по-прежнему основаны на использовании угля.

Прогнозируется, что потребление газа в коммунально-бытовом (жилищно-коммерческом) секторе достигнет 9,8 млрд м^3 в 2050 году, а в 2023-50 гг. будет расти в среднем на 1,6% в год. Рост ожидается за счет новых проектов газификации, а также за счет увеличения использования текущими потребителями.

Использование газа на автодорожном транспорте, вероятно, будет в какой-то мере расширяться в масштабе всей страны, хотя в последние годы данный сегмент развивался довольно вялыми темпами.[61] Ожидается, что к 2050 году объем потребления газа в сегменте автодорожного транспорта составит около 0,5 млрд м^3 в год. В обновленной Схеме газификации, а также в Плане развития газовой отрасли до 2026 года упоминается необходимость государственных субсидий для стимулирования расширения использования природного газа в качестве моторного топлива, а также в качестве альтернативного подхода к газификации по трубопроводу с использованием пунктов регазификации в Восточно-Казахстанской и Абайской областях. Идея строительства пунктов регазификации для обеспечения региональной газификации в наших прогнозах остается во многом гипотетической.

Рисунок 6.21 Потребление газа в Казахстане с разбивкой по регионам (млн м^3)



Примечания: Восточный Казахстан включает Абайскую и Восточно-Казахстанскую области. Южный Казахстан включает Алматинскую, Жетысускую, Туркестанскую, Кызылординскую и Жамбылскую области, г. Шымкент и г. Алматы. Западный Казахстан включает Атыраускую, Мангистаускую и Западно-Казахстанскую области. Северо-Западный Казахстан включает Актюбинскую и Костанайскую области. Северо-Центральный Казахстан включает Северо-Казахстанскую, Улытаускую, Акмолинскую, Карагандинскую, Павлодарскую области и г. Астана.
Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

61 См. Главу 5.3.2 *Национального Энергетического Доклада за 2017 год* «Использование природного газа на транспорте и возможность его применения в других областях».

6.10 Расширение газохимической отрасли Казахстана

6.10.1 Газовое сырье для производства газохимической продукции в Казахстане

Казахстан хорошо обеспечен газовым сырьем, которое можно задействовать в газохимическом производстве. Страна располагает богатыми ресурсами нефти и газа, а также широким спектром других минералов, важных для газохимических предприятий – таких как соли для получения хлора и щелочи.

Несмотря на внушительные запасы природного газа (метана) в Казахстане, его товарные объемы относительно ограничены, поскольку этот экологически чистый вид топлива пользуется растущим спросом внутри страны и активно используется для обратной закачки в пласт в целях повышения нефтеотдачи. В этой связи – в условиях недостаточности объемов предложения товарного газа – сложно предположить существенное расширение газохимического производства на базе метана (например, аммиака, азотных удобрений, метанола).

При этом в распоряжении Казахстана имеются значительные объемы недорогих ШФЛУ (таких как этан, пропан и бутан), которые можно использовать в качестве сырья для развития газохимии. Именно на таком подходе основан проект интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Однако следует отметить, что в настоящее время также существует ряд инициатив, предполагающих применение метана – одним из примеров в данном случае является АО «КазАзот», которое добывает газ самостоятельно и рассматривает альтернативные варианты его монетизации, помимо продаж QazaqGaz в качестве топлива (см. ниже).

6.10.1.1 Интегрированный газохимический комплекс в Атырау, Этап 1: в Казахстане введён в эксплуатацию завод мирового класса по производству полипропилена

Запуск в ноябре 2022 года компанией ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» (KPI) нового завода по производству полипропилена, расположенного на участке Карабатан близ Атырау на западе Казахстана, знаменует начало новой эры для Казахстана и его нефтегазохимической промышленности.[62] Начиная с 2000-х гг., Правительство Казахстана продвигает амбициозные планы по созданию в стране крупной газохимической промышленности на основе богатых ресурсов газа, который можно использовать в качестве сырья. Новый крупный завод мощностью 500 тыс. тонн полипропилена в год рассматривается лишь как начальный этап «Этап 1» общей схемы строительства в Карабатане масштабного интегрированного газохимического комплекса (ИГХК). Второй этап «Этап 2» предполагает запуск крупного завода по производству полиэтилена. В дальнейшем также планируется производство других сопутствующих продуктов, таких как этилбензол, этиленгликоль, полиэтилентерефталат и поливинилхлорид. На территории предприятия имеется собственная электростанция, мощность которой в настоящее время составляет 310 МВт с последующими планами её увеличения еще на 160 МВт.[63]

Закладка завода по производству полипропилена состоялась в 2009 году, и его запуск был запланирован на 2012-2013 гг. Реализация проекта неоднократно откладывалась по ряду причин, включая изменение его параметров и партнеров.[64] Масштабные строительные работы начались только в 2017 г. и были завершены в конце 2021 г., а в начале 2022 г. начался общий пусконаладочный процесс. Впервые пропан поступил на завод для переработки в июле 2022 г. после его подключения к электросети. Первая партия полипропилена объемом 1 500 тонн, предназначенная для экспорта, была отгружена с завода 18 ноября 2022 г. В целом за 2022 г. KPI отгрузила с нового завода 32 300 тонн полипропилена.[65]

На новом заводе для производства пропилена используется установка дегидрирования пропана (PDH) с применением [в качестве катализатора дегидрирования] технологии CATOFIN компании CB&I Lummus BV, позволяющей получить из пропана пропилен. В свою очередь, с помощью газофазной технологии Novolen компании Lummus Technology LLC из пропилена получают полипропилен в объеме до 500 тыс. т в год. Сырье (пропан) на завод поставляется компанией ТШО. ТШО является безусловным лидером по добыче нефти в Казахстане, получая при этом большие объемы попутного газа, а также крупнейшим в стране производителем СУГ (пропана и бутана).

Совокупный объем обязательств ТШО по поставкам составляет до 550 тыс. т пропана в год. Поставки

62 KPI является дочерним предприятием ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu» (SKO), ранее носившего название ТОО «Объединённая Химическая Компания» (ОХК). Это государственное предприятие было целенаправленно создано в 2009 г. для реализации в стране нефтегазохимических проектов. SKO находится в полной собственности Фонда национального благосостояния Казахстана «Самрук-Казына» (СК). ОХК перерегистрировалась 3 февраля 2022 г., сменив название на SKO.

63 Строительство электростанции, использующей ПГУ комбинированного цикла, было завершено в ноябре 2019 года компанией ТОО «Karabatan Utility Solutions» (KUS). KUS находится в доверительном управлении АО «Samruk-Kazyna Construction». Задача KUS – возведение объектов производственной и общезаводской инфраструктуры для всего нефтегазохимического комплекса, в том числе для производства электроэнергии и пара высокого давления. Новая ПГУ состоит из четырех газовых и двух паровых турбин и рассчитана на работу на двух видах топлива – природном газе (поставляемом по магистральному газопроводу Макат – Северный Кавказ) или пропан-бутановой смеси в качестве резервного варианта в периоды, когда газ может быть недоступен. Общие капитальные затраты на строительство станции составили 111,2 млрд тенге (244 млн долл.).

64 Одним из серьезных факторов, затормозивших реализацию проекта, стал выход компании LyondellBasell Industries NV из состава его акционеров в 2010 году.

65 См. Годовой отчёт КМГ за 2022 г.

пропана осуществляются в соответствии с контрактом, подписанным в сентябре 2021 г. между ТШО и KPI. Другая компания, ТОО «PTC Holding», является оператором, отвечающим за транспортировку пропана на завод, а также за отгрузку полипропилена с завода. В настоящее время пропан доставляется на завод по железной дороге. Из прибывающих цистерн пропан перекачивается в резервуарный парк, состоящий из четырех резервуаров. При работе на полную мощность завод будет принимать 10 500 вагонов в год. Контракт KPI с компанией PTC Holding заключен на срок до 2026 года включительно; после 2027 года пропан предполагается поставлять по трубопроводу протяженностью 205 км, соединяющему месторождение Тенгиз с заводом в Карабатане.

Территория Карабатана функционирует в режиме специальной экономической зоны, известной как Национальный индустриальный нефтехимический технопарк (НИНТ). Участок Карабатан расположен в 33 км к северо-востоку от города Атырау, а сама производственная площадка находится в 8-9 км к северу от железнодорожной станции Карабатан. Разработчиком и оператором проекта по производству полипропилена является компания KPI, которая в настоящее время действует как совместное предприятие (СП) между КМГ (49,5%), Samruk-Kazyna Ondeu (49,5%) и ТОО «ФИРМА «АЛМЭКС ПЛЮС» (1%).[66] Общие капитальные вложения в строительство завода по производству полипропилена составили 2,63 млрд долл., в том числе 1,87 млрд долл. на проектирование, закупку и строительство (EPC). Основным источником финансирования стал кредит Банка Развития Китая в размере 2 млрд долл., а генеральным подрядчиком выступила китайская компания China National Chemical Engineering Co. Ltd (CNCEC).

В настоящее время технология завода рассчитана на производство 11 видов полипропилена, которые до текущего времени в основном отгружались на экспорт.[67] Планируется, что в перспективе завод будет выпускать более 65 различных марок полипропилена. Экспортные поставки осуществляются по контракту с российским ПАО «СИБУР Холдинг» (СИБУР), а продажами на внутреннем рынке занимается сама KPI. После выхода на полную мощность международные продажи планируется распределить между Китаем (170 тыс. т в год), Турцией (90 тыс. т в год) и европейскими странами (50 тыс. т в год), а оставшуюся часть продукции направить на другие рынки, такие как Россия, Беларусь, Узбекистан и юго-восточные регионы Азии.

После нескольких лет поиска другого международного партнера по проекту и нескольких месяцев переговоров с крупнейшей российской нефтехимической компанией СИБУР в октябре 2021 г. КМГ, Самрук-Казына и СИБУР заключили генеральное соглашение, определяющее условия вхождения СИБУР в проект при условии получения всех разрешений регулирующих органов. В ноябре 2022 года КМГ и СИБУР создали СП ТОО «Силлено», которое позволяет СИБУР стать участником 1-го Этапа (полипропилен) и 2-го Этапа (полиэтилен) с долей 40% в каждом проекте.

6.10.1.2 Действующее газохимическое производство в Казахстане

Следует отметить, что в Казахстане имеется несколько уже действующих газохимических предприятий, которые охватывают три основных сегмента рассматриваемой отрасли (производство олефинов, ароматических углеводородов и синтез-газа/неорганических химикатов). Некоторые из них остались с советских времен и зачастую были ориентированы на совершенно иную экономическую реальность (см. Таблицу 6.10 «Действующие нефтегазохимические проекты в Казахстане (на конец 2022 г.)» и Рисунок 6.22 «Нефтехимические проекты Казахстана»). К ним относятся следующие:

- Производство полипропилена ТОО «Компания Нефтехим LTD» в городе Павлодар
- Ароматические углеводороды на Атырауском НПЗ
- Полистирол в городе Актау (Мангистауская область)
- Азотные удобрения и аммиак
- Завод по производству МТБЭ[68] в городе Шымкенте.

66 После объявления первоначальных планов по строительству первых двух полимерных заводов их реализация шла очень медленно. В связи с этим в июле 2018 г. управление строительством было передано компании КМГ на основании договора доверительного управления с Фондом Самрук-Казына, которому принадлежат SKO (в то время носившая название ОХК) и КМГ. В июне 2022 года, по завершении этапа строительства, SKO передала 49,5% акций KPI компании КМГ в качестве оплаты за услуги по управлению процессом строительства.

67 Однако до 20% продукции завода (100 тыс. т в год) планируется направлять на внутренний рынок. Учитывая, что, по оценкам Министерства энергетики, текущее внутреннее потребление составляет около 50 000 т, в ближайшие годы министерство ожидает очень высокий рост внутреннего потребления.

68 Метил-трет-бутиловый эфир.

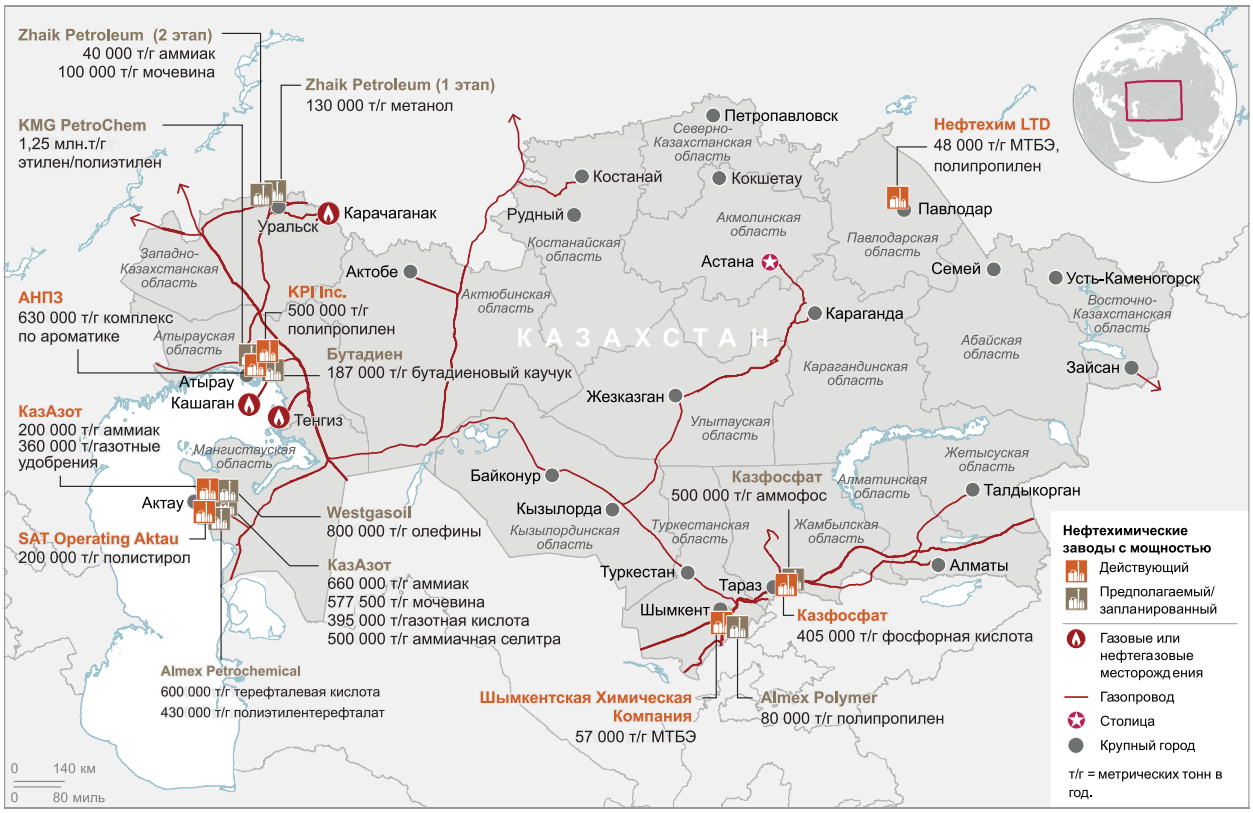
Таблица 6.10 Действующие нефтегазохимические проекты в Казахстане (на конец 2022 г.)

Оператор	Тип проекта	Мощность (т в год)	Источник сырья	Месторас-положение	Сметная стоимость проекта*	Год ввода в эксплуа-тацию
KPI Inc.	полипропилен	500 000	550 000 т в год пропана от ТШО	Атырауская область	$2,63 млрд	2022
Нефтехим LTD	МТБЭ; полипропилен	48 000	флюс с НПЗ	Павлодарская область	$37,29 млн	2009
Атырауский НПЗ (КМГ)	арены (бензол; параксилол)	630 000	флюс с НПЗ	Атырауская область	$1,33 млрд	2016
Актауский завод пластических масс (АЗПМ)	полистирол	200 000	этан	г. Актау	н/д	1980–81
КазАзот	нитрат аммония	400 000	природный газ	Мангистауская область	н/д	1978
Казфосфат	экстракция фосфорной кислоты	405 000	природный газ	Жамбылская область	$23,96 млн	2016
Шымкентская Химическая Компания	МТБЭ	57 000	потоки на НПЗ	г. Шымкент	$58,68 млн	2021

Примечания: *Пересчитано из затрат, указанных в отчете в тенге, по текущему курсу на отчетный период.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.22 Нефтехимические проекты Казахстана



Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2010277.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях «как есть», без каких-либо гранатий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

6.10.2 Общая стратегия развития газохимической отрасли в Казахстане

Существенную важность для Казахстана представляет проект интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области (Карабатан), поскольку он видится одним из ключевых катализаторов диверсификации углеводородной отрасли, в результате которой ее функции перестанут ограничиваться только добычей ресурсов и дополнятся производством продукции с более высокой добавленной стоимостью за счет переработки.

В 2022 г. на долю химической промышленности (вместе с каучуком и смолами) приходилось всего 2,7% совокупной стоимости промышленной продукции страны и, соответственно, менее 1% совокупного ВВП. Это очень небольшая доля по сравнению с другими развивающимися странами со средним уровнем дохода, особенно для такого крупного производителя углеводородов, как Казахстан. В последние десятилетия химическая промышленность, являющаяся наукоемкой и капиталоемкой отраслью, представляет собой один из наиболее динамично развивающихся промышленных секторов в мире, на долю которого приходится все более существенная часть общей добавленной стоимости. В химической промышленности часто формируются важные взаимосвязи с другими отраслями экономики, что создает высокий мультипликативный эффект для экономического роста в целом.

Первая официальная государственная программа развития нефтехимической промышленности была разработана на 2004–10 гг. Она предусматривала создание интегрированного кластера нефтехимических производств мирового уровня с глубокой переработкой углеводородного сырья и выпуском широкого спектра конкурентоспособной нефтехимической продукции. Именно тогда была создана специальная экономическая зона «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Карабатане. Позднее, в октябре 2020 г., была выпущена нефтегазохимическая программа, предусматривающая капитальные вложения в размере около 15 млрд долл. на создание нескольких региональных кластеров, причем не только в Атырауской области, но и в Актюбинской, Мангыстауской, Западно-Казахстанской, Туркестанской и Жамбылской областях. Среднесрочной целью данной программы было завершение строительства пяти крупных нефтегазовых объектов к 2025 г.

В своем самом недавнем годовом отчете о развитии энергетического сектора Министерство энергетики отметило, что в 2022 г. в Казахстане было произведено 271 400 тонн нефтегазохимической продукции, а в 2023 г. планируется произвести 515 000 тонн. Очевидно, что запуск и выход на проектную мощность нового завода по производству полипропилена сыграет значимую роль в планируемом расширении нефтегазохимического сектора в текущем году (см. Таблицу 6.11 «Планируемые газохимические проекты в Казахстане (на конец 2022 г.)»). В более долгосрочной перспективе объем производства нефтегазохимической продукции должен составить 1,126 млн т к 2024 г., 1,128 млн т к 2025 г. и 1,2 млн т к 2026 г.

Таблица 6.11 Планируемые газохимические проекты в Казахстане (на конец 2022 г.)

Оператор/ компания	Тип проекта	Мощность (т в год)	Источник сырья	Месторасположение	Сметная стоимость проекта*	Год ввода в эксплуатацию
KMG PetroChem	этилен/ полиэтилен	1,25 млн т в год	этан в количестве 9,1 млрд м^3 в год от газосепараторного блока НПЗ г. Атырау	Атырауская область	$7,6 млрд	2028
Бутадиен	бутадиеновый каучук	187 000 бутадиенового каучука	380 000 т в год бутана от ТШО	Атырауская область	$1 млрд	2026
КазАзот	аммиак и мочевина	660 000 аммиака; 577 500 мочевины; 395 000 слабой азотной кислоты; 500 000 нитрата аммония	природный газ, добываемый АО «КазАзот» на месторождении Шагрылы-Шомышты	Мангистауская область	$1 млрд	2022-2026
Казфосфат	фосфат аммония	500 000 фосфата аммония	фосфорит и аммиак	Жамбылская область	$16 млн	2023
Zhaik Petroleum	метанол	130 000 метанола	природный газ и углекислый газ	Западно-Казахстанская область	$140 млн	2024
Zhaik Petroleum	аммиак и мочевина	40 000 аммиака; 100 000 мочевины	природный газ	Западно-Казахстанская область	$200 млн	2029
Westgasoil Pte	олефины	800 000 олефинов	природный газ	Атырауская область	$1,8 млрд	2027
Almex Polymer	полипропилен	80 000 полипропилена	флюс с НПЗ	г. Шымкент	$89,2 млн	2025
Almex Petrochemical	терефталевая кислота/ полиэтилен-терефталат	600 000 терефталиевой кислоты 430 000 полиэтилен-терефталата	параксилол от НПЗ в Атырау	Атырауская область	$1 млрд	2026

Примечания: *Пересчитано из затрат, указанных в отчете в тенге, по текущему курсу на отчетный период.
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

6.10.2.1 Планируемые газохимические проекты в Казахстане

2-й этап проекта интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области: полиэтилен

Второй этап «Этап 2» проекта интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области предполагает строительство завода по производству полиэтилена мощностью 1,25 млн т в год на участке Карабатан, расчетный объем капитальных затрат на который составляет 7,6 млрд долл.[69] В течение нескольких лет продвижение 2-го этапа интегрированного комплекса шло с перебоями и с периодической сменой состава партнеров по проекту. Казахстанской организацией, на которую возложена общая ответственность за реализацию 2-го этапа, является ТОО «KMG PetroChem».[70] В настоящее время 100% акций KMG PetroChem принадлежат компании КМГ после того, как она 1 декабря 2022 г. официально приобрела этот холдинг всего за 2 тенге у двух дочерних структур «Самрук-Қазына»: ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu» (SKO) (99,9%) и ТОО «Полимер Продакшн» (0,1%). При этом 100% акций KMG PetroChem уже ранее (с июня 2019 года) находились в доверительном управлении КМГ на время проведения строительных работ в рамках данного проекта. На протяжении некоторого периода KMG PetroChem представляла собой СП с равными долями участия (50/50) южнокорейской компании LG Chem Ltd. и SKO (в то время носившего название ТОО «Объединенная химическая компания» (ОХК)). В начале 2015 года LG Chem решила выйти из состава акционеров KMG PetroChem. Впоследствии был найден новый партнер, к которому перешла доля LG Chem в размере 50% – австрийская компания Borealis AG.[71] Однако в мае 2020 года Borealis также покинула проект, сославшись на рыночную неопределенность, вызванную COVID-19. KMG PetroChem и Министерство энергетики вели работу по привлечению различных инвесторов, и в июне 2021 года было объявлено, что 40% акций проекта приобретет российский нефтехимический концерн СИБУР. В 2022 году СИБУР вошел в проект по производству полиэтилена, создав СП «Силлено» (которое является оператором проекта). Данная договоренность также предусматривает переход к СИБУР 40% акций в 1-м этапе проекта (производство полипропилена). Позже, в мае 2023 года, к проекту присоединилась китайская корпорация China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) в качестве полноправного партнера наравне с СИБУРом. В роли партнера Sinopec будет заниматься продажей готовой продукции на китайский рынок.

«Этап 2» по-прежнему находится на ранней стадии реализации, однако в последнее время он начал набирать обороты после нескольких лет простоя. КМГ подписала соглашения о начале проектных работ с двумя компаниями. Первое из них было подписано 11 декабря 2022 г. между КМГ и Chevron Phillips Chemical Company LLC. Оно предусматривает разработку проектной документации для установки по производству полиэтилена с использованием технологии MarTECH® ADL и предоставление соответствующей лицензии на производство 625 тыс. тонн полиэтилена в год. Второе лицензионное соглашение, подписанное 27 декабря 2022 г. между КМГ и Univation Technologies LLC, касается второй установки полимеризации с такой же мощностью – 625 тыс. тонн в год. Оно предусматривает поставку компанией Univation Technologies систем катализаторов полимеризации полиэтилена, включая катализаторы для полиэтилена высокой плотности (ПЭВП) и линейного полиэтилена низкой плотности (ЛПЭНП).

Структура финансирования проекта по производству полиэтилена пока не определена, но предполагается, что оно будет осуществляться за счет заемных средств (кредитов) и собственных средств партнеров. Готовую продукцию планируется реализовывать как на внутреннем рынке, так и на внешнем, в том числе в Китае, в Турции, в странах Содружества Независимых Государств (СНГ) и в Европе. По оценкам, спрос на полиэтилен на внутреннем рынке составлял около 160-180 тыс. т в год, но в 2022 г. он увеличился до 229 тыс. тонн. При этом объем внутреннего производства полиэтилена является незначительным (см. Таблицу 6.12 «Баланс полиэтилена в Казахстане (первичные формы) в 2015–22 гг.»).

Помимо двух линий по производству полимеров, 2-й этап предусматривает строительство газосепарационной установки (ГСУ) стоимостью 1 млрд долл. и мощностью 9 млрд м^3 в год, которая позволит производить 1,5-1,7 млн т в год этана и 370 000 т пропан-бутановой смеси (состоящей в основном из пропана). Предполагается, что газ для этого производства будет поступать с месторождения Тенгиз. Коммерческие договоренности между ТШО и KMG PetroChem о поставках газа датируются мартом 2008 года, когда был подписан соответствующий контракт. Объем переработки на ГСУ будет составлять до 9,1 млрд м^3 в год, после чего до 7,8 млрд м^3 метана будет ежегодно поступать обратно ТШО. Извлеченные этан и пропан-бутановая смесь будут поступать на новую установку пиролиза (паровой крекинг) для производства этилена, которая также будет построена в рамках второго этапа. Для ГСУ планируется использовать две лицензионные установки, работающие по технологии Honeywell UOP Inc. (США): одну – для выделения этана, другую – для очистки пропана. В начале 2021 года КМГ и японская компания JGC Holdings Corporation подписали контракт на проектирование и разработку ГСУ. В марте 2023 года КМГ объявил, что финансирование ГСУ будет осуществляться за счет заемных средств, привлеченных через облигации, выпущенные Национальным фондом Казахстана.[72]

По имеющейся информации, KMG PetroChem планирует начать работу по инженерным изысканиям и проектированию (FEED) для проекта в 2023 г. и сдать объект в 2028 г. Однако

69 Первоначально стоимость проекта оценивалась в 6,5 млрд долл. с вводом в эксплуатацию в 2025 году.

70 В марте 2023 года компания ТОО «KLPE» сменила официальное название на ТОО «KMG PetroChem».

71 25% акций Borealis AG принадлежат национальной нефтяной компании Абу-Даби [Abu Dhabi National Oil Company] (ADNOC), а остальные 75% – австрийской интегрированной нефтегазовой компании OMV.

72 Национальный фонд Республики Казахстан, созданный в 2000 году, является фондом национального благосостояния (пополняемым нефтяными доходами).

Таблица 6.12 Баланс полиэтилена в Казахстане (первичные формы) в 2015–22 гг. (тыс. тонн)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,4	3,4	4,4
Импорт	101,3	108,0	125,3	155,5	170,5	182,5	175,4	227,3
из стран СНГ	73,2	90,5	103,8	136,3	147,5	165,9	157,2	н/д
из других стран	28,2	17,6	21,5	19,2	23,0	16,5	18,1	н/д
Экспорт	1,7	3,5	1,9	1,0	7,8	1,8	2,7	2,7
в страны СНГ	1,7	3,5	1,9	1,0	7,8	1,8	2,2	н/д
в другие страны	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	н/д
Внутреннее потребление	99,6	104,5	123,4	154,5	162,8	183,0	176,1	229,0

Источник: Бюро национальной статистики РК, S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

ряд аспектов все еще остается неурегулированным. Прежде всего, несмотря на продолжение переговоров между ТШО и KMG PetroChem и подписание ими соглашения об основных условиях проектирования ГСУ, фундаментальные вопросы, связанные с ценообразованием на газ и механизмами его закупки, еще не до конца решены. Тем не менее, ТШО и KMG PetroChem продолжают совместную работу по формированию технической проектной документации.

Реализация 2-го этапа, вероятнее всего, продолжит набирать обороты, особенно после ввода в эксплуатацию 1-го этапа и предстоящего в 2024 году старта Проекта будущего расширения – Проекта управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД) ТШО. Работа 1-го этапа проекта является важным показательным примером – так называемой «проверкой концепции» – для будущего развития газохимической отрасли в Казахстане.[73]

Бутадиен в Атырау

Другим нефтегазохимическим проектом, разработка которого находится на достаточно продвинутой стадии, является производство бутадиена. Данный проект также реализуется на базе технопарка «Карабатан», но в его основе лежит совершенно другая производственная цепочка. Он разрабатывается российским ПАО «Татнефть» (доля которого составляет 75%). Изначально разработка велась совместно с КМГ, а затем совместно с АО «Самрук-Казына» (с долей в 25%).[74] Планируемая мощность завода – 180 тыс. т бутадиенового каучука в год. Предварительная стоимость проекта оценивается в 916 млн долл., предполагаемый срок завершения строительства – 2026 г. Сырье – 380 тыс. т в год бутана – планирует поставлять ТШО.[75] Конечный продукт – бутадиеновый каучук – будет использоваться для производства шин на новом шинном заводе ТОО «KamaTyresKZ» в Карагандинской области; маркетинговый план также предусматривает экспорт на рынки Европы, России, Китая и Турции. На конец 2022 г. строительно-монтажные работы уже шли полным ходом.[76]

Проект предполагает применение технологий американской компании Lummus Technology, а именно: iC4 CATOFIN®, CATADIENE®, CDMtbe® и технологии производства бутадиена BASF SE.[77] Лицензия включает права на технологию и базовый инжиниринг для четырех технологических установок. В дополнение к лицензии ТОО «Бутадиен» получит доступ к портфелю услуг жизненного цикла Lummus Technology на этапах реализации и эксплуатации данного проекта.

Аммиачно-карбамидный комплекс компании «КазАзот» в Мангистауской области

Еще одним из планируемых нефтегазохимических проектов Казахстана является строительство нового комплекса по производству аммиака и мочевины (карбамида). В январе 2023 г. ТОО «KazAzot Prime» (дочернее предприятие АО «КазАзот», созданное в декабре 2022 г.) подписало контракт на проектирование и строительство комплекса с испанской инжиниринговой компанией Técnicas Reunidas SA. Новый комплекс планируется построить в специальной экономической зоне «Морпорт Актау» (Мангистауская область). Предполагаемые капитальные вложения в проект составляют 1 млрд долл. Планируется, что совокупная производительность нового комплекса составит около 1,5 млн т в год, в том числе 660 тыс. т в год аммиака, 577,5 тыс. т в год мочевины, 395 тыс. т в год слабой азотной кислоты и 500 тыс. т в год аммиачной селитры.

В проекте будет использоваться метан, добываемый КазАзот на собственных месторождениях, основным из которых является Шагырлы-Шомышты в Мангистауской области. В 2021 г. на месторождении было добыто 783 млн м^3 газа, а в 2022 г. – 800 млн м^3.[78] Компания также владеет лицензией на участок Косбулак, разведка которого еще не завершена. Таким образом, очевидно, что КазАзот ищет альтернативные пути монетизации своего природного газа, помимо его продажи в качестве топлива компании QazaqGaz.

По прогнозам Министерства сельского хозяйства Казахстана, в 2023 г. внутренний спрос на мочевину составит

73 Основным камнем преткновения для общих экономических показателей и прибыльности проекта остаются затраты на транспортировку готовой продукции. Хотя недорогие ШФЛУ теоретически обеспечивают относительно выгодную стоимость сырья в стране, логистические затраты, связанные с транспортировкой продукции до точек ее сбыта, могут свести на нет значительную часть выручки от реализации.

74 Самрук-Казына заменил КМГ в этом проекте в июне 2023 г.

75 В ноябре 2022 г. ТШО и оператор проекта компания ТОО «Бутадиен», подписали соглашение о купле-продаже бутана.

76 ТОО «KamaTyresKZ» – совместное предприятие компаний Татнефть и ТОО «AllurTyres».

77 Компания Lummus Technology является эксклюзивным поставщиком технологии CATADIENE для производства бутадиена, а в разработанных ею технологиях CATADIENE® и CATOFIN® используется инновационный катализатор Clariant AG.

78 Для производства одной метрической тонны аммиака требуется около 1 142 000 м^3 газа – соответственно, нынешний уровень добычи газа компанией КазАзот позволяет произвести около 700 000 т аммиака в год.

около 703 тыс. т (по сравнению с 604 тыс. т в 2021 г.) и достигнет примерно 900 тыс. т в год к 2028 г. Таким образом, ожидается, что к 2028 году, когда новый комплекс выйдет на полную мощность, КазАзот сможет полностью покрыть потребности внутреннего рынка Казахстана.

Производство метанола в Западно-Казахстанской области

В 2022 году компания Zhaik Petroleum Ltd. начала строительство завода по производству метанола (первый этап) в Западно-Казахстанской области. Компания подписала EPC-контракт с CITIC Construction Co. Ltd. и China Huanqiu Contracting & Engineering Co., Ltd (Shanghai). Планируется, что общая мощность установки составит 130 тыс. т в год метанола, а капитальные вложения – 140 млн долл. По имеющейся информации, ввод в эксплуатацию намечен на 2024 год. Второй этап проекта будет включать производство аммиака и мочевины, а капитальные вложения, согласно расчетам, составят 200 млн долл. Предполагаемый срок ввода в эксплуатацию второго этапа проекта – 2029 г. ТОО «Zhaik Petroleum Ltd.» (Жаик Петролеум) не следует путать с нефтедобывающей компанией ТОО «Жаикмунай»: Zhaik Petroleum Ltd. не имеет собственных источников газа, поэтому пока неясно, удастся ли успешно реализовать этот проект в условиях дефицита товарного газа.

Производство метанола и олефинов в Атырауской области

Предлагаемый проект состоит из двух этапов: (1) производство метанола из природного газа; (2) производство пропилена и этилена из метанола. Такой подход представляется не вполне логичным – особенно для страны, которая хорошо обеспечена ШФЛУ и испытывает нехватку метана. Первоначально компании ТОО «Kazakhstan Project Preparation Fund» (KPPF), Westgasoil PTE LTD (Сингапур) и Haldor Topsoe GmbH (Германия) подписали меморандум о взаимопонимании по строительству завода на территории СЭЗ «Морской порт Актау» в Мангистауской области, а не в Атырауской области. Сообщается, что закладка фундамента данного объекта началась в 2019 году, а ввод в эксплуатацию был запланирован на 2023-24 гг. Однако теперь начало строительства перенесено на 2027 год.[79]

Производство полипропилена в г. Шымкент

Новый проект по производству полипропилена, который планирует построить ТОО «Almex Polymer», будет имеет мощность 80 тыс. т в год, и предполагаемый срок его ввода в эксплуатацию намечен на 2025 г. Он рассматривается как вторая очередь проекта по производству МТБЭ Шымкентской химической компании[80], введенного в эксплуатацию в 2021 г. Завод будет расположен в специальной экономической зоне «Онтустик» в г. Шымкент. Сырье для него будет поступать с Шымкентского НПЗ. Общая ожидаемая стоимость проекта составляет 89,2 млн долл.

Терефталевая кислота и полиэтилентерефталат в Атырауской области

Предполагаемая мощность проекта составит 600 тыс. т в год терефталевой кислоты и 430 тыс. т в год полиэтилентерефталата. Основным сырьем будут бензол и параксилол с Атырауского НПЗ.

Этот проект разрабатывается компанией ТОО «Almex Petrochemical». Его общая сметная стоимость составляет 1 млрд долл. Ранее, в 2017 году, сообщалось, что часть финансирования проекта будет предоставлена Банком Развития Казахстана (БРК), однако он больше не фигурирует в списке проектов, претендующих на финансирование БРК в 2022 г. Технико-экономическое обоснование проекта завершено, строительство завода планируется начать в 2023-24 гг., а ввод в эксплуатацию – в 2026 г.

6.10.3 Проблемы экспорта и логистика нефтехимической продукции в западном Казахстане

Поскольку Казахстан расположен в центре Евразийского континента и не имеет выхода к морю, одним из ключевых факторов, который необходимо учитывать при создании экспортно-ориентированного нефтехимического предприятия, является логистика, включая затраты и пути доставки продукции на рынок сбыта. Одним из наиболее экономически эффективных методов экспорта нефтехимической продукции из удалённых от моря и не имеющих к нему выхода регионов является отгрузка полимерных гранул в контейнерах (как правило, в мешках).

Основные экспортные маршруты из западного Казахстана включают следующие:

- По суше до казахстанского каспийского порта Актау, затем контейнеровозом до Баку и далее по железной дороге или автотранспортом до одного из черноморских портов Грузии (Поти, Батуми или Кулеви) для экспорта на международные рынки
- По железной дороге через Россию в порты Балтийского моря Хамина/Котка в Финляндии и далее на международные рынки
- По железной дороге в черноморский порт России Новороссийск (или соседний с ним Тамань), а оттуда на международные рынки
- По суше железнодорожным транспортом напрямую в Китай, что, помимо большой протяженности пути через Казахстан, потребует покрытия значительных расстояний (и затрат) на территории Китая, чтобы добраться до потребителей в прибрежных регионах.

Еще одной альтернативой является прямая навигация из Каспийского моря. Это предполагает использование Волго-Донского канала, соединяющего Каспийское и Чёрное моря. Однако, данный маршрут имеет ограничения с точки зрения размера судна (из-за ограничений по осадке и ширине для судов дедвейтом около 5 тыс. т), а также сезонные ограничения, поскольку зимой он закрыт.

79 В марте 2022 года АО «Qazaqstan Investment Corporation» (ранее носившее название АО «Казына Капитал Менеджмент») объявило о реорганизации в рамках данного проекта в связи с поглощением дочерних организаций – KPPF и другой компанией – АО «QazTech Ventures».

80 ТОО «Шымкентская химическая компания» входит в состав АО «Холдинговая группа «АЛМЭКС».

Доступ к таким рынкам, как Индия и страны юго-восточной Азии, возможен по сухопутному железнодорожному маршруту, идущему в южном направлении через Туркменистан и Иран в Бандар Аббас на берегу Персидского залива. Для этого маршрута создается новая железнодорожная инфраструктура, однако он не используется для перевозки больших объемов грузов.

Несмотря на столь значительные транспортные расходы, КМГ и другие производители нефтегазохимической продукции вполне могут конкурировать на этих ключевых рынках, особенно в области полимеров, таких как полиэтилен и полипропилен. Однако в отношении метанола ситуация представляется более неопределенной, поскольку он является менее ценным первичным нефтегазохимическим продуктом, поставляемым в жидком виде. Ключевым фактором, определяющим экономическую эффективность этих проектов, являются цены на их нефтегазохимическую продукцию на конечных рынках сбыта. Учитывая текущий национальный баланс полипропилена и полиэтилена, лишь часть произведенной на новых заводах продукции может быть использована на внутреннем рынке, а бóльшая ее доля будет экспортироваться.

6.11 Торговля природным газом: данные прошедших периодов и прогноз

6.11.1 Экспорт газа из Казахстана

Казахстанская статистика по торговле природным газом поступает из нескольких официальных источников, однако в их данных имеются расхождения из-за применения разных методик. По данным Министерства энергетики, в 2022 году Казахстан экспортировал 4,6 млрд м^3 природного газа, что на 36% меньше, чем в 2021 году.[81] В то же время, по данным Бюро национальной статистики Казахстана, экспорт газа составил 6,7 млрд м^3. По оценкам S&P Global, операционный экспорт газа (физические потоки) в 2022 году составил 13 млрд м^3, из которых 5,1 млрд м^3 ушло в Китай и 7,9 млрд м^3 – в Россию (см. Таблицу 6.4 и Таблицу 6.13 «Казахстанский импорт и экспорт природного газа по источникам и пунктам назначения в 2015-22 гг.»).

Разница в отчетных данных во многом обусловлена тем, какие объемы включаются в показатели экспорта, причем основная причина заключается в различном подходе к учету объемов газа, идущих в Россию. Эти объемы главным образом приходятся на газ в рамках схемы встречных поставок, действующей между КПО и КРГ[82], в соответствии с которой газ КПО направляется на Оренбургский ГПЗ, а затем – после переработки – в основном поступает обратно в Казахстан для потребления внутри страны.[83] В этой связи казахстанский импорт газа КРГ, относящегося к объемам встречных поставок, и, соответственно, товарный газ КПО являются существенной неотъемлемой составляющей газового баланса страны в целом.[84] При этом Министерство энергетики и QazaqGaz несколько лет назад перестали включать объемы встречных поставок в экспортные показатели и теперь отражают в отчетных данных только объемы экспорта газа в Китай, тогда как Бюро национальной статистики учитывает некоторые объемы газа, которые физически поступили на территорию России.[85]

Помимо КПО, небольшие объемы казахстанского газа (от ТШО) традиционно транспортировались на север, в Россию, по газопроводам САЦ и «Союз». В прошлом объем экспорта газа ТШО составлял около 2-3 млрд м^3; в 2019 году он составил 3,7 млрд м^3, в 2020 году – 2,5 млрд м^3, а в 2021 году – 1 млрд м^3.[86] Однако, учитывая все более напряженную ситуацию с предложением в совокупном газовом балансе, QazaqGaz достиг договоренности с ТШО, согласно которой бóльшая часть газа ТШО теперь перенаправляется на внутренний рынок (~2 млрд м^3 в 2022 году). По отчетным данным, экспорт ТШО в 2022 году составил всего 0,2 млрд м^3. Договоренность о продаже газа с QazaqGaz будет действовать и в 2023 году.

По оценкам S&P Global, экспорт в Китай в 2022 году упал на 21%. Несколько факторов вызвали своего рода «идеальный шторм», обусловивший этот спад – особенно зимой 2022-23 гг. Снижение добычи газа, сокращение импорта, сокращение выработки газа на 2,4 млрд м^3 из-за снижения приемки на ОГПЗ и поломок на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) Кашагана и Тенгиза, а также рост потребления газа (чему способствовали чрезвычайно низкие температуры) негативно отразились на доступных для экспорта объемах, что вынудило Казахстан сократить экспорт в Китай на три месяца, несмотря на то, что экспортные поставки газа имеют чрезвычайно высокую значимость для финансовой стабильности QazaqGaz.[87] В 2022 году объемы экспорта газа из Казахстана в Китай ежемесячно были меньше, чем в 2021 году, за исключением августа и сентября. По данным китайской таможенной статистики, импорт казахстанского газа значительно сократился в период с ноября 2022 года по март 2023 года, при этом расчетный объем импорта за эти пять месяцев составил менее 0,5 млрд м^3, что означает снижение на 80% в годовом исчислении за вышеуказанный период. Когда в ноябре 2022 года экспорт газа начал снижаться, премьер Госсовета Китая Ли Кэцян обратился к премьер-министру Казахстана Алихану Смаилову с просьбой соблюдать контракты на поставку газа и увеличить экспортные объемы в зимние месяцы.

81 По данным QazaqGaz, совокупный объем экспорта составил 4,9 млрд м^3, из которых 4,33 млрд м^3 пришлось на «централизованный» экспорт QazaqGaz.

82 ТОО «КазРосГаз» (КРГ) – совместное предприятие КМГ и российской компании «Газпром», созданное в 2007 году. В июне 2015 года КПО и КРГ продлили договор купли-продажи газа до 2038 года, тем самым обеспечив рынок сбыта для газа, добываемого КПО, до окончания действия СРП.

83 Экспорт газа с месторождения Карачаганак в Россию осуществляется на базе специальной договоренности с «Газпромом». Практически весь добываемый на месторождении Карачаганак сырой (высокосернистый) газ (который не используется для обратной закачки) направляется за рубеж – в Россию – для переработки на Оренбургском ГПЗ по долгосрочному соглашению, при этом КРГ играет ключевую посредническую роль.

84 В 2022 году КРГ экспортировал 0,37 млрд м^3 газа, а в 2021 году – 1,5 млрд м^3.

85 В таможенной статистике Казахстана отражается более широкий круг направлений экспорта казахстанского газа – в частности, в ней были учтены небольшие объемы, ушедшие в Украину и Турцию в 2022 году. Эти показатели представляют собой данные таможенных деклараций, а не физические (или контрактные) потоки, как в отчетности QazaqGaz.

86 См. Годовой отчет ИЦА за 2020 и 2022 гг.

87 По данным ИЦА, сокращение экспорта газа в Китай было связано со снижением поступления доступных для экспорта объемов газа с месторождений Жанажол, Амангельды и Кашаган в 2022 году.

Таблица 6.13 Казахстанский импорт и экспорт природного газа по источникам и пунктам назначения в 2015–22 гг. (млрд м³ в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Газопровод								
Карачаганак–Оренбург	9,6	9,6	9,6	10,3	9,9	9,9	9,0	9,0
Туркменистан–Казахстан–Китай (ЦАК + Восточный Казахстан)	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	6,4	5,1
Экспорт, всего (таможенные данные)	**21,5**	**21,6**	**25,6**	**26,5**	**25,6**	**19,8**	**16,0**	**12,9**
Экспорт, всего (операционные данные)	**10,9**	**12,8**	**16,8**	**19,4**	**18,8**	**11,9**	**8,5**	**4,9**
Экспорт, всего (сумма)	**13,3**	**12,8**	**16,8**	**19,1**	**19,4**	**16,7**	**14,8**	**13,0**
Страны СНГ	**12,7**	**12,4**	**16,2**	**13,8**	**11,9**	**9,4**	**8,2**	**7,9**
Россия*	12,6	12,4	14,7	12,3	11,3	9,0	8,2	7,9
Узбекистан			1,5	1,3	0,4	0,1	0,0	0,0
Кыргызстан	0,1	-	-	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0
Страны, не входящие в СНГ	**0,6**	**0,5**	**0,6**	**5,2**	**7,4**	**7,4**	**6,4**	**5,1**
Китай**	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	6,4	5,1
Импорт, всего (таможенные данные)	**5,8**	**6,9**	**6,3**	**14,6**	**15,8**	**12,4**	**7,8**	**7,4**
Импорт, всего (операционные данные)	**3,2**	**4,9**	**5,0**	**6,0**	**7,1**	**3,1**	**2,3**	**1,3**
Импорт, всего (сумма)	**4,9**	**5,8**	**5,1**	**5,7**	**8,8**	**4,3**	**9,3**	**7,4**
Россия	1,7	2,9	3,0	3,2	5,1	3,4	9,3	7,0
Туркменистан	0,3	1,3	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
Узбекистан	2,9	1,7	1,8	2,5	3,7	0,8	0,0	0,0
Чистый экспорт	**8,5**	**7,0**	**11,8**	**13,4**	**10,6**	**12,4**	**5,4**	**5,6**

Примечания: Данные по экспорту из Казахстана в Россию, начиная с 2011 года, получены из российских отчетных сведений о поступлении казахстанского газа; данные о совокупных объемах экспорта получены из национальной статистики Казахстана, что приводит к расхождению (несоответствию) в экспортных показателях.

*Включает все объемы экспорта для стран СНГ, приходящиеся на «Газпром экспорт».

**Казахстанские объемы впервые поступили в газопровод ЦАК в 2017 году; основной экспортный поток через ЦАК дополнялся небольшими объемами из Восточно-Казахстанской области до 2021 г.

Источник: S&P Global.

© 2023 S&P Global.

Хотя Казахстан остается газовым нетто-экспортером, он сталкивается с реальной угрозой дефицита природного газа: реализуемая в стране программа газификации приводит к росту потребления, тогда как показатели производства товарного газа остаются практически неизменными. Напряженная ситуация с предложением в газовом балансе Казахстана развивается на протяжении уже многих лет, но ее можно исправить за счет изменений в политике.

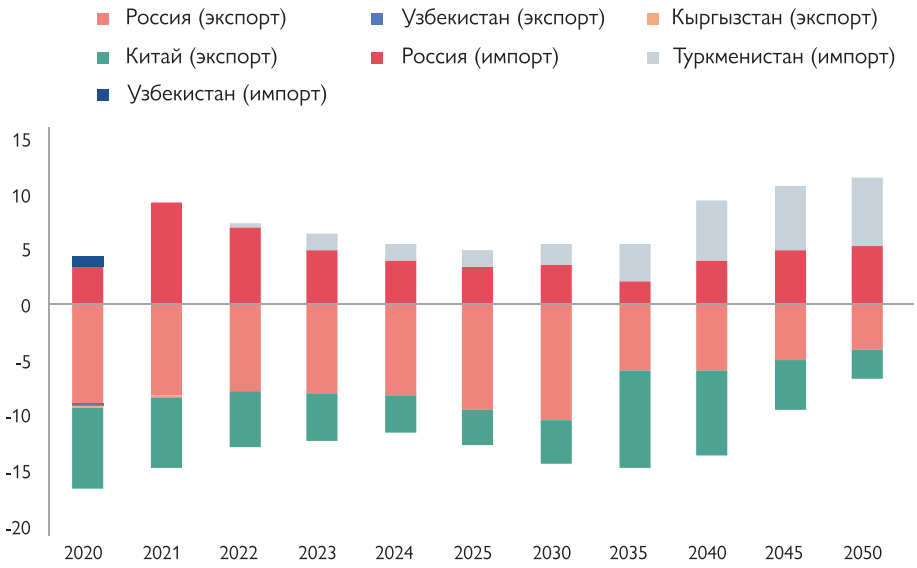
В течение 2022 года много говорилось о «назревающем» дефиците газа в стране. 8 июня 2022 года министр энергетики заявил, что Казахстан прекратит экспорт газа к 2025 году, чтобы обеспечить газоснабжение внутреннего рынка, особенно учитывая, что сокращение добычи нефти также привело к снижению добычи попутного газа. В феврале 2023 года QazaqGaz объявил, что экспорт газа в Китай, вероятно, будет остановлен на отопительный сезон 2023-24 гг., чтобы избежать дефицита на внутреннем рынке.

Тем не менее, в ходе состоявшегося 18-19 мая 2023 г. в Сиане (Китайская Народная Республика) саммита «Китай – Центральная Азия» QazaqGaz и CNPC в рамках соглашения о сотрудничестве обязались подписать новый договор купли-продажи природного газа. В июле 2023 года QazaqGaz сообщил, что ведет переговоры по новому контракту на экспорт газа с Китаем.

В первой половине 2023 года Казахстан экспортировал около 1,8 млрд м³ газа, что на 26% меньше, чем в январе-июне 2022 года. В 2023 году QazaqGaz организовал увеличение импорта газа, а также, вероятно, в его распоряжении будут более высокие объемы добычи, однако проблема обеспечения баланса газа в стране остается. Очевидно, что любое непредвиденное событие – например, сильный мороз – может поставить под угрозу экспорт в зимние месяцы.

В более долгосрочной перспективе Казахстан, вероятно, продолжит поставлять (относительно небольшие) объемы газа в Китай, возможно, с сезонными зимними сокращениями или даже перерывами. Базовый сценарий S&P Global предполагает, что реформы внутреннего газового рынка (такие как повышение цен и оптимизация условий разведки и добычи), а также другие изменения (такие как строительство ГПЗ и увеличение импорта) позволят обеспечить надлежащий баланс спроса и предложения газа в Казахстане и восстановить объемы казахстанского газового экспорта в конце 2020-х гг. В соответствии с базовым сценарием экспорт из Казахстана в Китай снизится с 5,1 млрд м³ в 2022 году до 3,2 млрд м³ в 2025 году, однако затем увеличится до 3,9 млрд м³ в 2030 году и 7,6 млрд м³ в 2040 году. На протяжении прогнозного периода Россия также остается крупным направлением «экспорта» (в целях переработки газа с месторождения Карачаганак). Базовый сценарий S&P Global предполагает, что совокупный операционный экспорт из Казахстана к 2050 году снизится на 48% по сравнению с показателем 2022 года до уровня около 6,7 млрд м³ (см. Рисунок 6.23 «Казахстанский импорт и экспорт природного газа по источникам и пунктам назначения: базовый прогнозный сценарий S&P Global до 2050 г.»).

Рисунок 6.23 Казахстанский импорт и экспорт природного газа по источникам и пунктам назначения: базовый прогнозный сценарий S&P Global до 2050 г. (млрд м³ в год)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

6.11.2 Импорт газа в Казахстан

Импорт остается значимой составляющей газового баланса страны. QazaqGaz отчитался об импорте газа в объеме 1,34 млрд м³ в 2022 году. По оценкам S&P Global, импорт газа (на базе физических потоков) в 2022 году составил 7,4 млрд м³, из которых 7 млрд м³ поступили из России, а остальная часть – из Туркменистана (см. Таблицу 6.4 и Таблицу 6.13). Согласно данным QazaqGaz в 2022 году Оренбургский ГПЗ не смог обеспечить ожидаемых объемов переработанного газа для отправки обратно на казахстанский рынок из-за технических сложностей на заводе.[88] Данное обстоятельство усугубило общую проблему с обеспеченностью предложением в Казахстане. На 2023 год QazaqGaz обратился к России с запросом о предоставлении дополнительных гарантий, предполагающих поставки газа из других источников в случае, если на Оренбургском ГПЗ снова возникнут проблемы с переработкой.

Импорт газа в Казахстан из Туркменистана играет все более важную роль в обеспечении энергетической безопасности южного региона страны, особенно с учетом потери импорта из Узбекистана. В октябре 2022 года Президент Республики Казахстан Касым-Жомарт Токаев сообщил, что АО «НК «QazaqGaz» (QazaqGaz) и «Туркменгаз» подписали краткосрочный контракт на импорт туркменского газа (0,4 млрд м³ в 2022 году) и что Казахстан готов заключить долгосрочное соглашение на 1,5 млрд м³ в год. Помимо этого, в начале 2022 года QazaqGaz объявил о намерении участвовать в качестве партнера по добыче на 3-м этапе проекта «Галкыныш» в Туркменистане, чтобы нарастить свою ресурсную базу товарного газа.

S&P Global предполагает, что в перспективе Казахстан продолжит задействовать импорт из России и Туркменистана (но не из Узбекистана) для удовлетворения внутренних потребностей в газе. Прогнозируется, что совокупный импорт газа в Казахстан составит около 5,6 млрд м³ в 2030 году и вырастет примерно до 11,6 млрд м³ в 2050 году (см. Таблицу 6.13). Импорт является эффективным способом газоснабжения приграничных регионов на юге и севере страны, а также дает Казахстану больше гибкости в обеспечении газового баланса. Российский газ используется преимущественно в Костанайской и Актюбинской областях, тогда как газ, импортируемый (ранее) из Узбекистана, а теперь из Туркменистана, используется на юге страны (в городах Алматы, Тараз и Шымкент, а также в Туркестанской области).[89] Базовый сценарий S&P Global предусматривает, что экспорт туркменского газа в Казахстан вырастет до уровня около 2 млрд м³ в год к 2030 году и 6,3 млрд м³ в 2050 году. Импорт российского газа в период до 2050 года будет сохраняться на уровне 4-5 млрд м³. Ожидается, что Казахстан будет оставаться газовым нетто-экспортером до 2040 года, во многом благодаря поставкам КПО на Оренбургский ГПЗ, однако примерно к 2045 году страна станет нетто-импортером газа (см. Рисунок 6.23).

88 В настоящее время на Оренбургском ГПЗ имеются технические проблемы с приемкой дополнительных объемов высокосернистого газа с месторождения Карачаганак. При этом ситуация усугубляется из-за санкций Запада в отношении России, которые препятствуют импорту специализированного оборудования и комплектующих.

89 Российский газ, поступающий в Казахстан с севера, идет далее в южном направлении, доходя до Мангистауской области и даже до Кызылординской области. Охват поставками этого газа предположительно будет расширяться и далее в зависимости от решения по газификации северного и восточного регионов Казахстана.

6.12 Официальный прогноз газового баланса Казахстана до 2030 года

6.12.1 Официальный прогноз производства газа

Комплексным планом развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 годы (далее «План» или «План развития газовой отрасли») предусмотрен официальный газовый баланс до 2030 года. План был опубликован в ноябре 2022 года, поэтому некоторые данные (расчетные показатели на 2022 год) уже не актуальны. Прогноз до 2030 года предполагает, что валовая добыча газа составит 87 089 млрд м^3, а производство товарного газа – 42 218 млрд м^3. В течение промежуточного периода прогноз предусматривает рост валовой добычи газа в 2024 году (на 7,9 млрд м^3) за счет повышения добычи на действующих месторождениях и значительное увеличение добычи к 2027 году (на 9,7 млрд м^3), также в значительной мере обусловленное динамикой добычи на действующих месторождениях (см. Рисунок 6.24 «Официальный прогноз добычи сырого газа в Казахстане до 2030 года»). Рост в 2024 году, вероятно, сопряжен с планируемым завершением Проекта будущего расширения месторождения Тенгиз, хотя ожидается, что оно произойдет ближе к концу 2024 года, и, соответственно, более высокий объем добычи в этой связи должен проявиться только в 2025 году. В свою очередь, увеличение в 2027 году, судя по всему, связано с предполагаемым стартом фазы 2А на месторождении Кашаган.

В официальном прогнозе также указаны ожидаемые объемы добычи газа на новых месторождениях, которые к 2030 году должны вырасти почти до 5,5 млрд м^3 (см. Рисунок 6.4). Предполагается, что около половины добываемых объемов будет поступать с месторождений Центральный Урихтау (после 2024 г.), Западная Прорва, Анабай (2023 г.) и Придорожное (2027 г.). В Плане приводится прогноз добычи по этим четырем месторождениям, который предусматривает ее увеличение до 2,2 млрд м^3 в 2030 году. Согласно Плану, дополнительные объемы добычи газа могут обеспечить Тепловско-Токаревская группа месторождений, месторождения Ансаган (Алмекс+) и Рожковское (2023 г.), а также Каламкас-море.[90]

В соответствии с Планом доля обратной закачки газа увеличится с 32% в 2021 году до 50% в 2029 году.[91] В Плане отмечается, что обратная закачка газа является одним из эффективных способов поддержания пластового давления на месторождениях Тенгиз и Карачаганак, и что ее сокращение приведет к снижению уровня добычи жидких углеводородов в рамках этих проектов. Тем не менее, План оставляет открытым вопрос о возможностях использования дополнительных объемов газа с этих месторождений, указывая, что «на месторождениях Тенгиз и Карачаганак с учетом согласованных проектов расширения выбор в пользу коммерциализации газа будет тщательно изучен и обоснован с индивидуальным подходом по технологическим и экономическим параметрам и согласован с уполномоченными государственными органами и партнерами».

Хотя потенциальное строительство ГПЗ мощностью 4 млрд м^3 в год на месторождении Карачаганак, видимо, не предусматривается Планом, утвержденным в 2022 году, представленный в 2023 году проект Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023-2027 годы предполагает такую возможность, однако, по имеющейся информации, не ожидается, что это окажет существенное влияние на добычу жидких углеводородов до 2037 года (в котором истекает срок окончательного соглашения о разделе продукции КПО). КПО заявляет, что ГПЗ может быть введен в эксплуатацию к 2030 году, а по ускоренному графику – к 2028 году. S&P Global считает такие сроки амбициозными и прогнозирует старт работы ГПЗ на 2035 год.

Что касается месторождения Кашаган (фазы 2А и 2Б освоения которого, предполагающие увеличение добычи, уже находятся на стадии активного обсуждения), в Плане отдается высокий приоритет строительству дополнительных мощностей по переработке газа в рамках этого проекта. В дополнение к новому ГПЗ QazaqGaz мощностью 1 млрд м^3 в год, предназначенному для газа Кашагана, идут переговоры о еще более существенном наращивании газоперерабатывающих мощностей.

Так, в представленном в 2023 году проекте Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023–2027 годы приводятся дополнительные сведения о еще одном ГПЗ проекта Кашаган. Министерство энергетики ведет переговоры с акционерами НКОК по строительству газоперерабатывающего завода мощностью 4 млрд м^3 в год в рамках реализации фазы 2А освоения месторождения. Активно привлекают и других инвесторов: сообщается, что вопрос об участии в проекте рассматривают инвесторы CNPC и Абу-Даби.

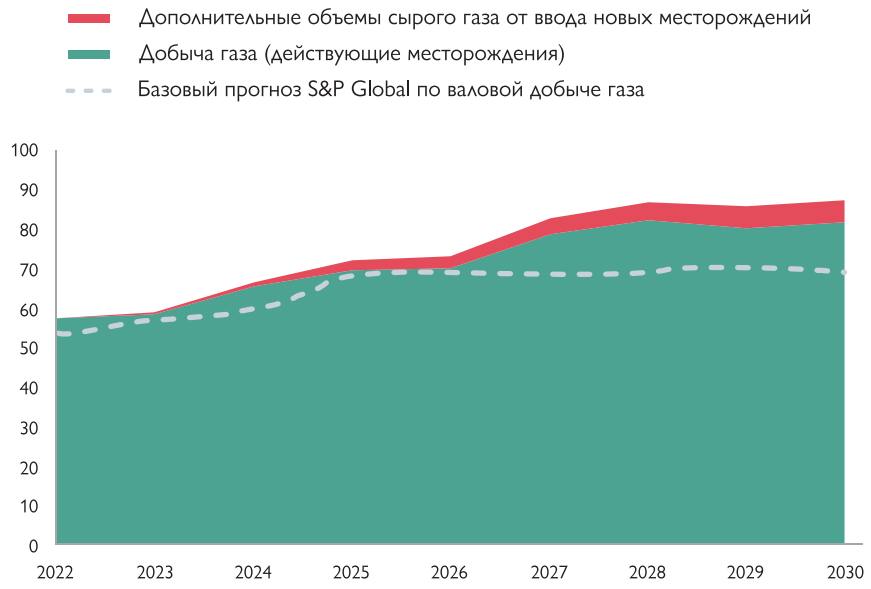
Основная цель Плана развития газовой отрасли – увеличение добычи товарного газа до 42,1 млрд м^3 в год к 2030 году, чтобы обеспечить достаточный объем его поставок на внутренний рынок,[92] потенциал для экспорта газа в Китай и сырье для содействия развитию нефтегазохимии. Это предполагает среднегодовой рост производства товарного газа на уровне 4% в год в 2022-30 гг. Баланс также предполагает, что объемы примесей, удаляющихся при очистке газа, снизятся с уровня около 7,4 млрд м^3 в 2022 году до 3,8 млрд м^3 к 2030 году. При этом потребление на собственные нужды в 2030 году, согласно оценкам, составит 8,7 млрд м^3 или 10% от валового объема производства (см. Рисунок 6.25 «Прогноз добычи газа согласно официальному плану развития газовой отрасли Казахстана»).

90 План также предусматривает проведение доразведки на месторождении Имашевское (172 млрд м^3), которое в равных долях принадлежит Казахстану и России.

91 По прогнозу Министерства, объемы обратной закачки газа к 2030 году увеличатся более чем вдвое по сравнению с текущим уровнем в абсолютном выражении.

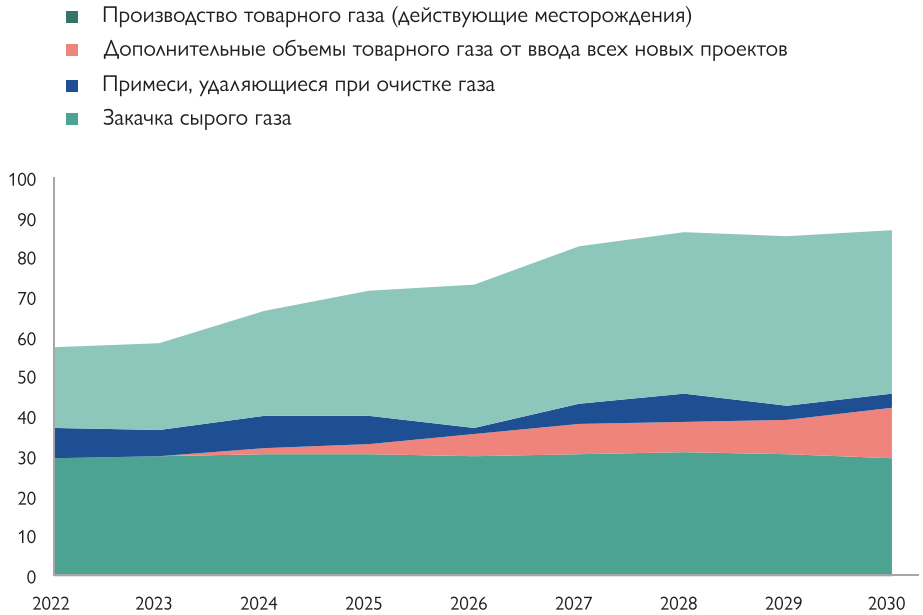
92 Поставки газа на внутренний рынок включают: (1) стабильное газообеспечение южных и центральных регионов, где происходит расширение газификации (включая новых коммерческих потребителей, таких как ТЭЦ-2 в Алматы, ERG и АО «ArcelorMittal»); и (2) поддержку планового перевода теплоэлектроцентралей на газ.

Рисунок 6.24 Официальный прогноз добычи сырого газа в Казахстане до 2030 года (млрд м³)



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Рисунок 6.25 Прогноз добычи газа согласно официальному плану развития газовой отрасли Казахстана (млрд м³)



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

6.12.2 Официальный прогноз потребления газа

Прогнозируется, что совокупное внутреннее потребление газа в период с 2022 г. по 2030 г. будет в среднем увеличиваться на 5,6% ежегодно и вырастет до 32,4 млрд м^3 (см. Рисунок 6.26 «Официальный прогноз потребления газа в Казахстане»). При этом ожидается, что текущее внутреннее потребление [существующими потребителями] (на которое приходится наибольшая доля в общем объеме) будет увеличиваться в среднем на 2,5% в год и вырастет с 18,3 млрд м^3 в 2022 году до 22,8 млрд м^3 в 2030 году. Мы предполагаем, что газификация – хотя она распространяется на новых бытовых потребителей – все же охватывает и категорию «текущего» потребления. В свою очередь, темпы роста в категории перспективного потребления, которая подразделяется на электроэнергетику, нефтегазохимию и перевод на газ крупных промышленных предприятий в тот же период будут составлять в среднем 22,4% в год (хотя этот рост будет происходить с низкого стартового уровня). В абсолютном выражении перспективное потребление увеличится с 1,5 млрд м^3 в 2022 году до 9,6 млрд м^3 в 2030 году. При этом на долю электроэнергетики придется 72% (6,9 млрд м^3) от этого совокупного показателя «перспективного» потребления в 2030 году, на долю нефтегазохимии – 21% (2 млрд м^3), а на долю перевода на газ промышленных предприятий – остальная часть (0,7 млрд м^3). Согласно официальному прогнозу, это означает, что Казахстан будет испытывать нехватку газа для экспорта, начиная с 2025 года.

Сравнение этого текущего прогноза с предыдущими прогнозами, вышедшими в 2019 г. и 2021 г., показывает, что наиболее существенный пересмотр коснулся прогнозируемого спроса в сфере нефтегазохимии, показатель которого был понижен с ~5 млрд м^3 в прогнозе по состоянию на 2019 год до 2,5 млрд м^3 в прогнозе по состоянию на 2021 год, а затем – до 2 млрд м^3 в прогнозе по состоянию на 2022 год. Такое существенное изменение по сравнению с тем, что предполагалось всего несколько лет назад, вероятно, связано с признанием того, что в среднесрочной перспективе не будет хватать необходимого сырья (метана).

Спрос со стороны объектов «новой» генерации в электроэнергетике также был пересмотрен, но уже в сторону увеличения – с 5,7 млрд м^3 к 2030 году в прогнозе по состоянию на 2021 год до 6,9 млрд м^3 к 2030 году в прогнозе по состоянию на 2022 год. Данный прогнозный показатель представляется чрезмерно амбициозным. Список запланированных новых мощностей в электроэнергетике широко известен, и S&P Global ожидает, что многие из них будут введены в эксплуатацию после 2030 года. Однако следует отметить, что трем проектам отдается явный приоритет (они включены в Постановление Правительства Республики Казахстан №730 от 12 октября 2021 г. Об утверждении национального проекта «Устойчивый экономический рост, направленный на повышение благосостояния казахстанцев»).[93] Это проект строительства парогазовой установки (ПГУ) мощностью 1 ГВт в Туркестанской области, ТЭЦ-2 мощностью 450 МВт в Алматы и ПГУ мощностью 250 МВт в Кызылординской области. Текущий список дополнительных газовых мощностей (включая вышеупомянутые три) выглядит следующим образом:

- ***ПГУ в Туркестанской области (до 1 ГВт).*** В июле 2022 года ТОО «ПГУ «Туркестан» (50% которого принадлежат ФНБ «Самрук-Қазына») выиграло тендер на строительство газовой электростанции в целях наращивания мощностей маневренной генерации в национальной электроэнергетической сети.[94] Ввод в эксплуатацию ПГУ мощностью до 1000 МВт с тарифной ставкой 16 275 800 тенге за МВт в месяц (без учета НДС) был намечен на 2026 год, но теперь перенесен на 2027 год. В марте 2023 года консорциум с участием корейской компании Doosan Enerbility и казахстанской компании Bazis Construction выиграл тендер на строительство завода «под ключ» расчетной стоимостью 700 млрд тенге (1,5 млрд долл.). Возврат инвестиций ожидается через 15 лет. По имеющейся информации, в июне 2023 года началась мобилизация строительной техники, а само строительство стартовало в июле 2023 года. Ожидается, что ПГУ будет ежегодно потреблять около 1,15 млрд м^3 газа, поставляемого по газопроводам ББШ или БГР-ТБА.
- ***Перевод ТЭЦ-2 в Алматы на газ (510 МВт).*** В мае 2023 года консорциум китайских компаний выиграл тендер на перевод ТЭЦ на газ с целью снижения уровня загрязнения воздуха в городе Алматы.[95] В консорциум входят Dongfang Electric International Corporation, Powerchina Sepco 1 Electric Power Construction Co. Ltd и Powerchina Hebei Electric Power Engineering Co. Ltd. Общая стоимость проекта оценивается в 435,8 млрд тенге (968 млрд долл.). Финансирование обеспечивается за счет кредитования на сумму 117 млрд тенге (260 млн долл.) от Банка развития Казахстана (БРК), собственных средств АО «Алматинские электрические станции» (АлЭС) на сумму 87,16 млрд тенге, а также кредитов Европейского банка реконструкции и развития, Азиатского банка развития и БРК на остальную часть стоимости проекта. После модернизации и перевода на газ мощность ТЭЦ увеличится с 510 МВт до 600 МВт. На ней также будет производиться тепловая энергия (тепловая мощность составит 957 Гкал/ч). Ввод в эксплуатацию намечен на декабрь 2026 года. Строительство должно было начаться летом 2023 года. Потребление газа предполагается в объеме 0,8 млрд м^3 в год.
- ***ПГУ в городе Кызылорда (250 МВт).*** В июле 2022 года турецкая компания Aksa Enerji Üretim A.Ş. стала победителем аукционных торгов по строительству ПГУ (мощностью не менее 240 МВт) с маневренным режимом генерации в Кызылординской области.[96] Расчетная стоимость объекта составляет 215 млрд тенге (477 млн долл.), а старт его работы первоначально был намечен на 2025 год, однако, судя по всему, также был перенесен как минимум на 2026 год. В соответствии с долгосрочным соглашением (сроком на 15 лет) с ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» для Aksa Enerji Üretim будет обеспечен гарантированный возврат инвестиций через тарифную схему.

93 https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2100000730.

94 22 сентября 2022 года АО «Самрук-Қазына» передало проект ПГУ в Туркестанской области своей дочерней компании АО «Samruk-Kazyna Construction» в 100% доверительное управление.

95 ТЭЦ-2 в Алматы – важная теплоэлектростанция в регионе, обеспечивающая около 70% тепла зоны централизованного теплоснабжения и 50% электроэнергии Алматы.

96 По имеющейся информации, ценовой диапазон заявок от участников аукционных торгов составил от 11 612 100 до 11 591 000 тенге за МВт в месяц без НДС.

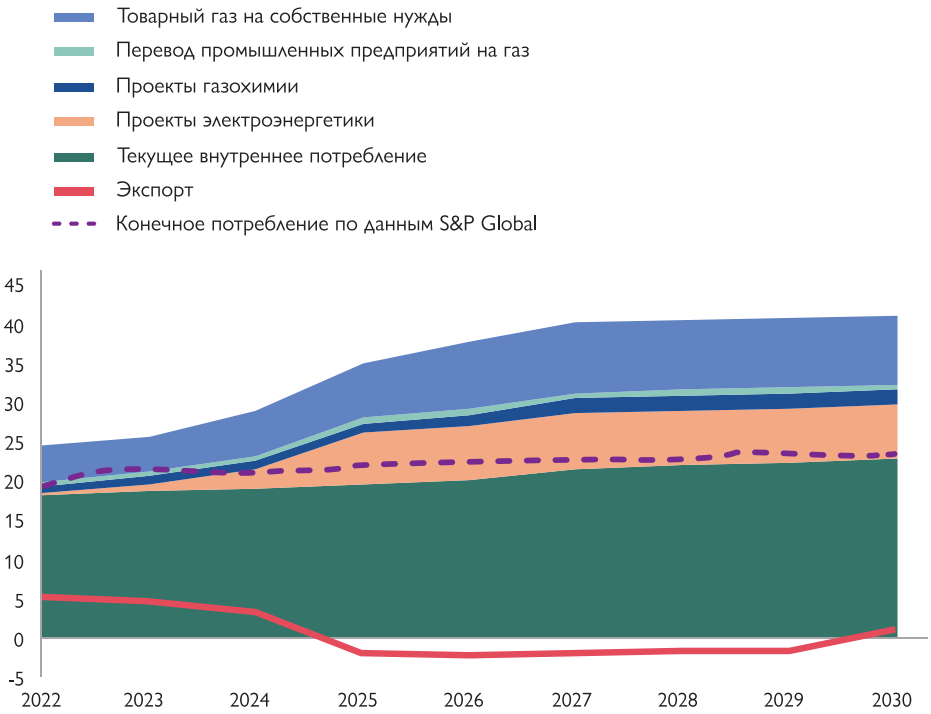
По имеющейся информации, строительство началось в 2022 году, и в феврале 2023 года компания Aksa Enerji сообщила о подписании контракта с GE на поставку двух газовых турбин GE 6F.03 для нового объекта. Ожидается, что потребление газа на нем будет составлять около 0,3 млрд м^3 в год.

В число других запланированных проектов входят следующие:

- ***ПГУ в городе Жезказган.*** Ввод в эксплуатацию этого объекта мощностью 100 МВт намечен на 2026 год. В августе 2023 года были подписаны контракты на строительство ПГУ и подготовку проектной документации с китайскими компаниями Sinohydro Co. Ltd. и Sepco Electric Power Construction Co. Расчетная стоимость проекта составляет 80 млрд тенге (178 млн долл.).
- ***Электростанция АО «ТНК «Казхром».*** Ввод в эксплуатацию этого объекта мощностью до 100 МВт (инвестором которого является ERG) в Актюбинской области намечен на 2026 год.
- ***ПГУ «Шымкент».*** Реализацию проекта строительства этого объекта мощностью 450 МВт осуществляет компания ERG. На данный момент его планируется ввести в эксплуатацию в 2027 году. В настоящее время проект проходит экологическую экспертизу.
- ***Перевод на газ ТЭЦ-3 в Алматы (450 МВт)*** [Строительство ПГУ мощностью 450 МВт в Алматинской области за счет привлечения инвестиций]. В настоящее время этот проект планируется завершить в 2026 году. Сроки представляются несколько амбициозными, учитывая, что проект на данный момент все еще находится на стадии планирования. Расчетная стоимость проекта составляет 324 млрд тенге (720 млн долл.).
- ***Перевод на газ ТЭЦ-1 в Алматы (250 МВт).*** Этот проект в настоящее время также планируется завершить в 2026 году, однако, вероятнее всего, он будет реализован после 2030 года. Расчетная стоимость проекта составляет 107 млрд тенге (238 млн долл.).
- ***Перевод на газ ТЭЦ-5.*** Мощность этого проекта, расположенного в городе Кентау Туркестанской области, составляет 36 МВт.
- ***ТЭЦ-3 в городе Семей.*** Предполагается, что этот объект мощностью 360 МВт сможет работать как на угле, так и на природном газе. В настоящее время ведется подготовка технико-экономического обоснования. Его планируется ввести в эксплуатацию в 2026 году, и сначала он будет работать полностью на угле.

В целом, текущий прогноз явно предусматривает значительное увеличение использования газа в электроэнергетике. Основной вопрос заключается, скорее, в сроках строительства новых электростанций. С точки зрения S&P Global, три электростанции, находящиеся на более продвинутых стадиях строительства, будут введены в эксплуатацию до 2030 года, тогда как строительство некоторых других газовых электростанций, вероятно, окажется более длительным – не только из-за трудностей, связанных с проведением строительных работ как таковых, но и из-за задержек с обеспечением объемов газа для электростанций.

Рисунок 6.26 Официальный прогноз потребления газа в Казахстане (млрд м^3)



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

6.13 Формирование цен на газ в Казахстане

Государственное регулирование оптовых цен на товарный газ осуществляет Министерство энергетики, а розничных – Министерство национальной экономики (через входящий в его состав КРЕМ – Комитет по регулированию естественных монополий). Регулирование розничных цен оказывает воздействие на всю цепочку создания стоимости в рассматриваемой отрасли. Помимо изменений в ценах закупки у производителей, предусмотренных для «нового» газа (которые рассматриваются выше), в 2022 году произошло еще несколько важных изменений в оптовых ценах и ценах для конечных потребителей, включая введение новых категорий потребителей.

6.13.1 Розничные цены

Казахстанский государственный Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ) регулирует цены на газ для конечных потребителей, устанавливая их в зависимости от региона и типа потребителей (коммунально-бытовые или промышленные). При этом КРЕМ руководствуется не столько энергетической политикой как таковой, сколько макроэкономическими соображениями более широкого плана, причем, возможно, одним из основных факторов, определяющих подход КРЕМ к ценам на газ, являются государственные целевые показатели инфляции. Применяемый КРЕМ механизм ценообразования, по сути, основан на принципе «издержки плюс», при этом цены для конечных потребителей отражают широкий разброс в стоимости транспортировки (доставки) газа в разных частях Казахстана.[97]

В интервью, состоявшемся 31 августа 2023 г., Руководитель Управления в сфере регулирования транспортировки нефти и газа КРЕМ Руслан Гасанов, по сути подтвердил, что розничная цена складывается из трех составляющих: оптовой цены, предельного тарифа на транспортировку газа по газораспределительным системам, и затрат, связанных с реализацией товарного газа.[98]

В 2022 году в казахстанской политике формирования цен для конечных потребителей произошло изменение – были введены четыре новые категории потребителей: крупные коммерческие потребители[99], майнеры криптовалют, юридические лица, приобретающие природный газ для производства СПГ или КПГ, и социально-незащищенные слои населения (получающие помощь от государства). (см. Таблицу 6.14 «Текущие категории розничных потребителей газа АО «КазТрансГаз Аймак»).[100] Ожидается, что первые две группы (крупные коммерческие потребители и майнеры криптовалют) будут осуществлять оплату по более высоким ценам, чтобы полностью покрыть более высокую стоимость добычи и импорта «нового» газа. На газ для производства СПГ или КПГ также устанавливаются относительно более высокие цены. С другой стороны, для социально-незащищенных слоев населения предусмотрена значительно более низкая цена. До 2022 года существовало только шесть категорий конечных потребителей.

В соответствии с информацией о розничных ценах на газ, опубликованной «КТГ Аймак», с 1 августа 2023 г. средняя цена для бытовых потребителей составляет 17 422 тенге/тыс. м^3, что на 8% выше по сравнению с ценами для данной категории, введенными 1 января 2023 г. Для крупных коммерческих потребителей и лиц, осуществляющих цифровой майнинг, (новые категории потребителей) средняя цена установлена на уровне 35 540 тенге/тыс. м^3, что более чем вдвое превышает тариф для бытовых потребителей. Для бытовых потребителей, получающих государственную помощь, цена установлена на уровне 13 593 тенге/тыс. м^3, что примерно на 22% ниже стандартной цены для бытовых потребителей.[101] Розничные цены сильно различаются в зависимости от региона: например, майнер криптовалют в Алматы будет платить 54 328 тенге/тыс. м^3, в Астане – 44 552 тенге/тыс. м^3, а в Западно-Казахстанской области – около 18 766 тенге/тыс. м^3. Цены варьируются в зависимости от источника газа (казахстанский или импортный) и протяженности маршрута транспортировки внутри страны.

Чтобы ограничить избыточное потребление газа в периоды высокого спроса на него, например, при суровых погодных условиях, Правительство Казахстана в апреле 2023 года приняло новые изменения и дополнения в «Правила розничной реализации и пользования товарным и сжиженным нефтяным газом», согласно которым для потребителей, включая крупных коммерческих потребителей и майнеров криптовалют, имеющих в качестве резервных другие виды топлива, возможно сокращение поставок (расхода) газа – особенно в осенне-зимний период (в течение отопительного сезона). При превышении среднесуточной нормы розничной реализации газа вышеуказанными потребителями более чем на 5%, разрешается проводить принудительное ограничение поставки газа до среднесуточной нормы по истечении трех часов с момента предупреждения об этом потребителя. Помимо этого, при перерасходе товарного газа без согласования с поставщиком эти потребители дополнительно оплачивает стоимость объема газа, полученного ими сверх установленного договором объема, с применением коэффициентов 1,2 или 1,5 в зависимости от

97 Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» и сопутствующие ему правила, изданные КРЕМ, устанавливают методику расчета допустимого уровня прибыли для газотранспортных компаний (QazaqGaz и дочерних структур) на основании их регулируемой базы активов с учетом расходов и инвестиционных программ. В то же время, на практике при определении цен для конечных потребителей по-прежнему применяется затратный метод («издержки плюс»), согласно которому предполагается, что допустимый уровень прибыли не должен превышать 10%.

98 https://forbes.kz/news/2023/08/31/newsid_308124?ysclid=llzdibpn2p222455809; Гасанов не упомянул инвестиционную составляющую в ценовой формуле. По его словам, в настоящее время средняя цена розничной реализации газа в Казахстане составляет 24.2 тенге/м^3 и состоит из оптовой цены (18,9 тенге/м^3), стоимости транспортировки (4,3 тенге/м^3) и затрат на реализацию (0,9 тенге/м^3). Все цены указаны без учета НДС.

99 Крупные коммерческие потребители – это юридические лица с объемом потребления от 10 млн м^3 в год.

100 Категория потребителей группы VII не приводится в официальных таблицах цен.

101 В эти цены не включен тариф на транспортировку по газораспределительной системе. С его учетом средняя цена для бытовых потребителей составит 22 234 тенге/тыс. м^3, для крупных коммерческих потребителей и майнеров криптовалют – 39 811 тенге/тыс. м^3, а для бытовых потребителей, получающих государственную помощь – 17 379 тенге/тыс. м^3.

Таблица 6.14 Текущие категории розничных потребителей газа АО «КазТрансГаз Аймак»

1	I гр.	Бытовые потребители (население), получающие услуги по розничной реализации товарного газа с газораспределительной системы
2	II гр.	Теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для населения
3	III гр.	Теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для юридических лиц
4	IV гр.	Теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, для производства электрической энергии
5	V гр.	Прочие потребители, не входящие в I, II, III, IV, VI, VII, VIII и IX группы потребителей
6	VI гр.	Бюджетные организации, содержащиеся за счет бюджетных средств
7	VIII гр.	Юридические лица, приобретающие товарный газ для производства компримированного и (или) сжиженного природного газа в целях дальнейшей реализации потребителям
8	IX гр.	Бытовые потребители (население), получающие государственную адресную социальную помощь и (или) жилищную помощь
9	X гр.	Крупные коммерческие потребители
10	XI гр.	Лица, осуществляющие цифровой майнинг или лица по производству электрической энергии для осуществления цифрового майнинга

Источник: КазТрансГаз Аймак, S&P Global. © 2023 S&P Global.

времени года.[102] Правила также требуют ведения раздельного учета использования товарного газа и электроэнергии для лиц, осуществляющих цифровой майнинг.

В настоящее время Правительство рассматривает возможность введения дифференцированных тарифов на газ для конечных потребителей, чтобы стимулировать более бережливое использование природного газа. В марте 2023 года Президент Токаев поручил Правительству рассмотреть механизм дифференцированных тарифов, который широко применяется в зарубежной практике.

6.13.2 Оптовые цены

Предельные цены оптовой реализации устанавливаются Министерством энергетики в согласовании с Министерством национальной экономики. В конце 2022 года Правительство одобрило внесение изменений и дополнений в Закон «О газе и газоснабжении», согласно которым предельные цены оптовой реализации природного газа устанавливаются на пятилетний срок (тогда как ранее это происходило на ежегодной основе), чтобы обеспечить более долгосрочные перспективы для участников газового рынка. Однако при этом допускаются ежегодные корректировки цен, которые осуществляются 1 июля.[103] Предельные цены оптовой реализации устанавливаются отдельно для каждой области, городов республиканского значения и столицы, а также для юридических лиц, использующих природный газ для производства КПГ или СПГ в целях дальнейшей реализации конечным потребителям. Они рассчитываются как средневзвешенные значения цены приобретения в соответствующем регионе, включая транспортировку, с учетом экономических и социальных условий регионального газоснабжения. Несмотря на то, что в последние несколько лет велись активные дискуссии по поводу отмены ограничения, согласно которому увеличение предельной цены оптовой реализации возможно не более чем на 15% в год, данное официальное правило остается в силе в 2023 году.[104]

Еще одно изменение, принятое в декабре 2022 года, касается потребителей, относящихся к категории «новых» проектов газовой электроэнергетики: для них срок, на который устанавливаются предельные цены оптовой реализации, был сокращен с десяти до пяти лет. Такие цены устанавливаются отдельно для каждого потребителя, и для новых электростанций, отнесенных к стратегическим объектам, цены в настоящее время определяются на базе взвешенной стоимости газа +7% и при необходимости могут корректироваться ежегодно 1 июля.[105]

Приказом Министра энергетики РК №246 от 30 июня 2023 года утверждены предельные оптовые цены товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан, предназначенного для последующей реализации крупным коммерческим потребителям, лицам, осуществляющим цифровой майнинг, или лицам по производству электрической энергии для осуществления цифрового майнинга на период с 1 июля 2023 года по 30 июня 2024 года. На следующие годы

102 https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1400009936.

103 Корректировка производится не более одного раза в год на основании обращения национального оператора в уполномоченный орган в связи с изменением цен покупки товарного газа, структуры и (или) источников товарного газа, и (или) подлежащих государственному регулированию тарифов на транспортировку товарного газа по магистральным газопроводам, хранению товарного газа в подземных хранилищах газа.

104 См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 декабря 2014 года № 209 «Об утверждении Правил определения предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан и предельных цен сжиженного нефтяного газа, реализуемого в рамках плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан вне товарных бирж», в редакции от 30 марта 2020 года. https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1400010120.

105 Раньше цены на газ для новых электростанций устанавливалась сроком на десять лет на уровне 60 долл./тыс. м^3. https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2300032937.

предусмотрена возможность ежегодного повышения в пределах 20 - 75%.

В июне 2023 года Министерство энергетики утвердило новый перечень предельных цен оптовой реализации газа (вступающих в действие с 1 июля 2023 г.), которые выросли в среднем на 10% по всем областям и городам. (см. Таблицу 6.15 «Предельные цены оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан до 2028 г.»). Больше всего (на 15% в годовом исчислении) предельные цены оптовой реализации выросли в Западно-Казахстанской, Атырауской и Актюбинской областях. Во всех регионах, газоснабжение которых осуществляется по газопроводу «Сарыарка» (город Астана, а также Акмолинская, Карагандинская и Улытауская области), цены выросли на 5%, тогда как в Восточно-Казахстанской области они остались неизменными. В остальных регионах рост составил от 10% до 13%. Ожидается, что в период с 2022 г. по 2028 г. предельные цены оптовой реализации будут расти в среднем почти на 9% в год, при этом в Западно-Казахстанской, Атырауской и Мангистауской областях будут наблюдаться самые медленные темпы роста, а в южных регионах Казахстана (Алматинская, Жамбылская и Кызылординская области), а также в Актобе и Костанае показатели роста цен будут двузначными.

В декабре 2022 года в Закон «О естественных монополиях» были внесены изменения и дополнения, позволяющие национальному оператору, в том числе QazaqGaz, вносить изменения в утвержденную тарифную смету в случае получения на свой баланс и (или) в доверительное управление имущества (используемого в технологическом цикле при предоставлении регулируемых услуг субъектами естественных монополий) от местных исполнительных органов.

Таблица 6.15 Предельные цены оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан до 2028 г. (тенге за тыс. м³ без учета налога на добавленную стоимость)

		1 июля 2018 - 30 июня 2019	1 июля 2019 - 30 июня 2020	1 июля 2020 - 30 июня 2021	1 июля 2021 - 30 июня 2022	1 июля 2022- 30 июня 2023	1 июля 2023 - 30 июня 2024	*1 июля 2024 - 30 июня 2025*	*1 июля 2025 - 30 июня 2026*	*1 июля 2026 - 30 июня 2027*	*1 июля 2027 - 30 июня 2028*
1	город Астана			24 537	25 764	25 764	27 052	*28 405*	*31 245*	*34 370*	*36 135*
2	город Алматы	25 073	19 405	19 405	21 346	22 413	25 103	*28 115*	*32 322*	*37 182*	*42 759*
3	город Шымкент		20 819	20 819	22 276	23 390	26 197	*29 340*	*33 741*	*38 803*	*41 158*
4	Акмолинская область			24 537	25 764	25 764	27 052	*28 405*	*31 245*	*34 370*	*36 135*
5	Актюбинская область	6 081	5 574	5 574	6 410	7 372	8 478	*9 749*	*11 212*	*12 894*	*14 828*
6	Алматинская область	25 073	19 405	19 405	21 346	22 413	25 103	*28 115*	*32 322*	*37 182*	*42 759*
7	Атырауская область	6 340	6 340	6 340	7 291	8 385	9 643	*11 089*	*11 427*	*11 427*	*11 427*
8	Западно-Казахстанская область	12 061	10 541	10 541	12 122	12 728	14 637	*15 065*	*15 065*	*15 065*	*15 065*
9	Жамбылская область	23 317	18 775	18 775	20 653	21 686	23 855	*26 240*	*30 176*	*34 702*	*39 908*
10	Карагандинская область			24 537	24 764	25 764	27 052	*28 405*	*31 245*	*34 370*	*36 135*
11	Кызылординская область	8 677	7 268	7 268	8 358	9 194	10 113	*11 125*	*12 793*	*14 712*	*16 919*
12	Костанайская область	19 732	17 305	17 305	19 036	19 988	22 387	*25 073*	*28 834*	*33 159*	*33 627*
13	Мангистауская область	13 957	12 552	12 552	14 435	16 167	18 300	*18 300*	*18 300*	*18 300*	*18 300*
14	Туркестанская область		20 819	20 819	22 276	23 390	26 197	*29 340*	*33 741*	*38 803*	*41 158*
15	Восточно-Казахстанская область	7 563	7 563	7 563	7 563	7 563	7 563	*7 563*	*7 563*	*7 563*	*7 563*
16	Жетысуская область					22 413	25 103	*28 115*	*32 322*	*37 182*	*42 759*
17	Улытауская область					25 764	27 052	*28 405*	*31 245*	*34 370*	*36 135*
	Среднее значение	14 787	13 864	15 998	17 294	18 833	20 640	*22 403*	*24 988*	*27 909*	*30 163*

Источник: Министерство Энергетики РК, S&P Global.

© 2023 S&P Global.

6.13.3 Тарифы на транспортировку по газопроводам

Тарифы на транспортировку по газопроводам для поставок внутри страны регулируются КРЕМ и часто обусловлены социальными и инфляционными факторами. Ранее эти тарифы, как правило, повышались лишь медленно, а иногда пересматривались в сторону понижения. Однако в связи со строительством газопровода «Сарыарка» и необходимостью погашения выделенных на него кредитов внутренний тариф существенно увеличился: с 2 333,3 тенге/тыс. м^3 (5,7 долл./тыс. м^3) в 2020 году до 4 551 тенге/тыс. м^3 (10,65 долл./тыс. м^3) в 2021 году. На период 2022-26 гг. тариф на внутренние поставки газа по системе ИЦА установлен на уровне 5 286 тенге/тыс. м^3 (11,75 долл./тыс. м^3) (см. Таблицу 6.16 «Обзор и прогноз S&P Global по тарифам на транспортировку по магистральным и распределительным газопроводам в 2018-26 гг.»).[106]

В августе 2023 года ИЦА уже запросил повышение тарифа на 2,6% до 5 426 тенге/тыс. м^3 в связи с ростом заработной платы в компании.[107] Помимо операционных расходов, QazaqGaz ссылается в своей аргументации на то, что текущий тариф ИЦА не стимулирует инвестиции в газотранспортную систему. Аналогичная аргументация применима и к тарифам на распределение. Например, в 2022 году простой невзвешенный средний тариф на транспортировку газа по распределительным системам «КТГ Аймак» *снизился* на 12% в годовом исчислении до 4 490 тенге/тыс. м^3 (9,98 долл./тыс. м^3), несмотря на весь объем затрат и усилий, направленных на расширение газораспределительной системы для содействия газификации.

Тарифы на внутреннюю транспортировку по большинству магистральных газопроводов устанавливаются регулятором по принципу «почтовой марки» (тенге/тыс. м^3), который не учитывает расстояние. Однако в дальнейшем ситуация, вероятно, изменится, поскольку газовая отрасль продвигается по пути к рыночному (или, как минимум, отражающему затраты) будущему, где в тарифах учитывается протяженность маршрута, по которому проходит газ. Подобный подход уже применяется к тарифу на транспортировку по газопроводу ББШ, который с 1 января 2021 года устанавливается в тенге за тысячу кубометров за 100 км (без НДС). На 2022 год тариф ББШ был установлен на уровне 1 158,41 тенге/тыс. м^3/100 км (2,51 долл./тыс. м^3/100 км) или 15 557 тенге/тыс. м^3 (34,57 долл./тыс. м^3) как для экспортных, так и для внутренних поставок.[108] Учитывающий расстояние тариф ББШ приводит к снижению стоимости газа, поставляемого в Астану по газопроводу «Сарыарка», поскольку газ проходит по ББШ всего 944 км (64% расстояния) до компрессорной станции «Караозек», а не по всей протяженности газопровода (до Шымкента), которая составляет 1 477 км.

КРЕМ через свои региональные офисы устанавливает тарифы на транспортировку по распределительным газопроводам на пятилетний период, однако они нередко корректируются чаще – иногда два раза в год – с учетом текущих инвестиций в расширение местной распределительной инфраструктуры.[109]

В отличие от тарифов на внутренние поставки, тарифы на международную транзитную транспортировку газа по ИЦА и другим газопроводам, оператором которых является QazaqGaz, устанавливаются путем двусторонних переговоров и не регулируются КРЕМ. ИЦА и «Газпром» согласовывают тариф на транзит узбекского и туркменского газа в Россию, который в настоящее время установлен на уровне 2,42 долл./тыс. м^3/100 км. Тариф на поставки в Китай по газопроводу ЦАК (или по системе ТОО «Азиатский Газопровод» [АГП] на территории Казахстана) составляет 3,58 долл./тыс. м^3/100 км. Тариф ЦАК в последние годы не менялся и в ближайшей перспективе, вероятно, будет оставаться относительно стабильным. Тариф на транзитную экспортную транспортировку газа для ТШО (или небольшого числа других казахстанских производителей, имеющих право на экспорт) также согласовывается с ИЦА. Для ТШО он составляет 5 долл./тыс. м^3/100 км, а для КРГ – 2,42 долл./тыс. м^3/100 км.

На среднесрочную перспективу (до 2026 года) тарифы на транспортировку в целом установлены, и мы не ожидаем кардинального изменения большинства внутренних тарифов на транспортировку газа до середины 2020-х гг.; в ближайшем будущем они, вероятнее всего, будут меняться синхронно с динамикой инфляции и отражать в основном расходы на техобслуживание. Однако строительство второй нитки газопровода ББШ, а затем и сети газификации на севере страны потребует существенного повышения тарифов. Помимо этого, QazaqGaz нацелен на серьезную модернизацию находящейся в его ведении изношенной инфраструктуры газопроводов, хотя и утверждает, что текущий подход к формированию тарифов на транспортировку не способен стимулировать инвестиции в газотранспортную систему.

106 Для пересчета тарифа ИЦА в 2022-26 гг. в доллары применялся обменный курс 450 тенге за доллар.

107 Недавние поправки к законодательству, регулирующему деятельность естественных монополий, включают положение, согласно которому увеличение среднемесячной заработной платы в регионе, сложившейся по данным официальной статистики, может служить основанием для пересмотров тарифов до истечения установленного срока их действия.

108 Ставка в размере 15 964 тенге/тыс. м^3, судя по всему, рассчитана исходя из протяженности маршрута только на участке Бозой–Шымкент и не включает участок Бейнеу–Бозой. Более подробная информация о тарифах на транспортировку газа по ББШ представлена в отчете ББШ *«Отчет о деятельности СЕМ по предоставлению регулируемых услуг перед потребителями за 2020 год»*, дата обращения: 19 июня 2021 г., https://bsgp.kz/ru_RU/%d0%b4%d0%be%d0%ba%d1%83%d0%bc%d0%b5%d0%bd%d1%82%d0%b0%d1%86%d0%b8%d1%8f/%d0%b4%d0%be%d0%ba%d1%83%d0%bc%d0%b5%d0%bd%d1%82%d1%8b/.

109 В соответствии с Законом «О естественных монополиях» (статья 22 подпункт 3), изменение тарифа осуществляется по инициативе уполномоченного органа [КРЕМ] не более двух раз в год, а по инициативе субъекта естественной монополии – не более одного раза в год.

Таблица 6.16 Обзор и прогноз S&P Global по тарифам на транспортировку по магистральным и распределительным газопроводам в 2018-26 гг.

								Прогноз		
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Интергаз Центральная Азия (ИЦА)										
Магистральный газопровод (внутренние поставки)	тенге/тыс. м³*	**2 212,7**	**2 212,7**	**2 212,7**	**2 212,7**	**5 285,7**	**5 286**	**5 286**	**5 286**	**5 286**
Плата за хранение в подземных хранилищах	тенге/тыс. м³*/месяц	280,92	280,92	280,92	280,92	478,35	478,35	478,35	478,35	478,35
На экспорт для ПАО «Газпром» и дочерних структур	долл./тыс. м³/100 км	2,00	2,00	2,00	2,00	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
На экспорт для АО «Узтрансгаз» (т.е. транзит узбекского газа в Россию)**	долл./тыс. м³/100 км	1,70	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
На экспорт для казахстанских производителей***	долл./тыс. м³/100 км	3,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
На экспорт для ТОО «КазРосГаз», CNPC-АМГЗ	долл./тыс. м³/100 км		2,00	2,00	2,00	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
КТГ Аймак										
Магистральный газопровод (внутренние поставки)	тенге/тыс. м³*	**591,80**	**591,80**	**591,80**	**591,80**	**605,71**				
Распределительный газопровод (внутренние поставки)										
Актюбинская область	тенге/тыс. м³*	5 600	4 891	4 891	5 107	5 225	5 524	5 690	5 861	5 861
Жамбылская область	тенге/тыс. м³*	7 103	6 443	6 443	8 665	8 408	8 695	8 695	8 695	8 695
Западно-Казахстанская область	тенге/тыс. м³*	2 914	2 615	2 615	2 723	2 720	2 590	2 687	2 768	2 832
Кызылординская область	тенге/тыс. м³*	9 084	9 084	9 804	9 458	5 941	3 320	5 941	6 111	6 254
Туркестанская область (включая г. Шымкент)****	тенге/тыс. м³*	8 061	7 037	6 637	6 911	4 579	4 620	4 620	4 620	4 620
Мангистауская область	тенге/тыс. м³*	2 455	2 393	2 393	2 491	2 393	2 393	2 393	2 393	2 393
Карагандинская область	тенге/тыс. м³*				6 552	6 552	4 987	5 182	5 330	5 455
Костанайская область	тенге/тыс. м³*	4 923	4 923	4 923	5 126	4 669	4 669	4 669	4 669	4 669
Восточно-Казахстанская область	тенге/тыс. м³*	1 550	1 550	1 550	1 550	1 388	1 821	1 821	1 821	1 821
Атырауская область	тенге/тыс. м³*	1 769	1 769	1 769	1 842	1 095	1 229	1 229	1 229	1 229
Алматинская область	тенге/тыс. м³*	6 009	4 493	4 310	4 488	4 659	4 745	4 074	4 059	3 997
г. Алматы	тенге/тыс. м³*					4 659	4 745	4 074	4 059	3 997
г. Астана	тенге/тыс. м³*			4 108	6 159	6 084	6 084	6 322	6 503	6 655
Бейнеу–Бозой–Шымкент (ББШ)					5 089	4 490	4 263	4 415	4 470	4 498
Внутренние поставки, транзит и экспорт*****	тенге/тыс. м³*	18 071	16 574							
Внутренние поставки, транзит и экспорт	тенге/тыс. м³/100 км			1 200	1 158	1 158	1 332	1 424	1 507	1 588
По всей протяженности маршрута газопровода	тенге/тыс. м³*			17 724	15 557	15 557	17 316	18 514	19 597	20 644
Газопровод «Центральная Азия–Китай» (ЦАК)										
Линии АВС - экспорт										
Транспортировка природного газа из газопровода ББШ в Китай	долл./тыс. м³/100 км	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58

Продолжение

Таблица 6.16 Обзор и прогноз S&P Global по тарифам на транспортировку по магистральным и распределительным газопроводам в 2018–26 гг.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	Прогноз 2024	2025	2026
Линии АВ - транзит газа										
АГП	долл./тыс. м³/100 км	3,58	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
АГП-Хоргос (казахстанско-китайская граница)	долл./тыс. м³/100 км		7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45
Линия С - транзит газа										
АГП	долл./тыс. м³/100 км		3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
АГП-Хоргос (казахстанско-китайская граница)	долл./тыс. м³/100 км		7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45
Линия С										
Поставки на внутренний рынок	тенге/тыс. м³*	3 494,4	3 494,4							
Поставки на внутренний рынок	тенге/тыс. м³/100 км			555,5	555,5	555,5	555,5	555,5	555,5	555,5
Инфляция, ИПЦ	Изменение в годовом исчислении (%)	6,03	5,24	6,75	8,37	14,90	10,24	6,92	5,85	5,34

Примечания: *Без учета НДС.
**Аналогичный тариф будет применяться к туркменским объемам, закупаемым «Газпромом», поскольку точкой продажи/перехода права собственности является соответствующая государственная граница. Таким образом, за оплату транспортировки через территорию Казахстана отвечает «Газпром». В 2017 г. «Газпром» и «ИЦА» отменили условие «транспортируй или плати». Условия контрактов между «ИЦА» и «Газпромом» определяются ежегодно, а оплата зависит от поставляемых объемов.
***К таким производителям относятся ТШО и QazaqGaz (КТГ).
****В 2020 г. тариф КТГА для населения (бытовых потребителей) Туркестанской области и г. Шымкент составлял 6 248,66.
*****Официально, по данным КРЕМ, начиная с мая 2019 г., тариф был установлен в размере 16 574 тенге/тыс. м³. При этом в отчетности КМГ фигурирует показатель в размере 17 073 тенге/тыс. м³ за 12 месяцев 2019 г., а согласно одному из предоставленных слайдов АР («Evolution of transportation tariffs» [«Эволюция транспортных тарифов»]) тариф ББШ на 2019 год составлял 17 140 тенге/тыс. м³.
Источник: КРЕМ, КТГ Аймак, ББШ, АГП, S&P Global.

© 2023 S&P Global.

6.13.4 Единый рынок газа ЕАЭС и гармонизация цен на газ

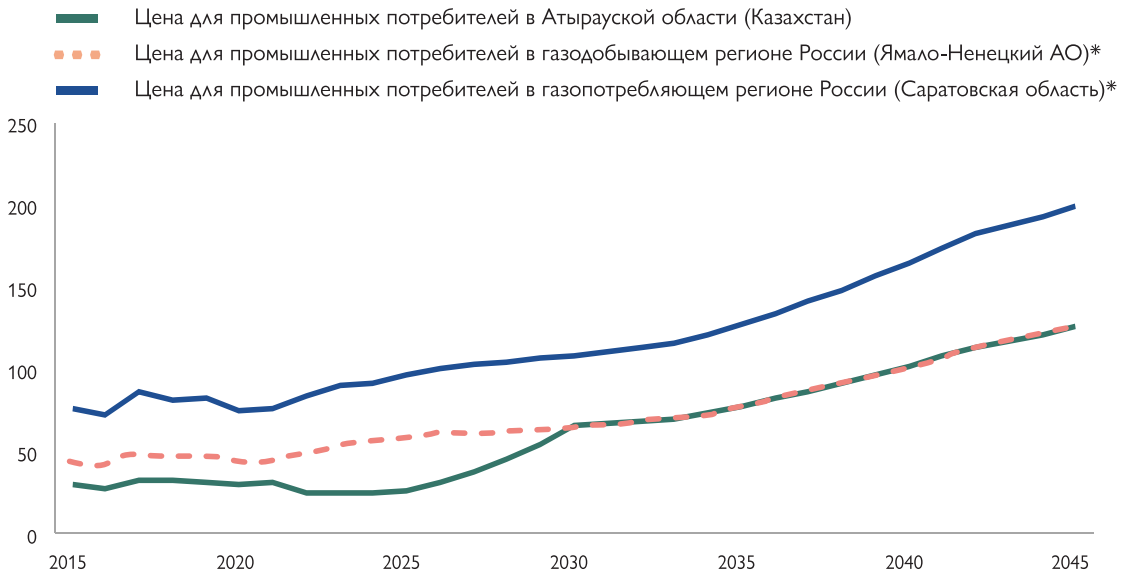
Пять государств-членов Евразийского экономического союза (ЕАЭС) – Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Россия – планируют создать общие рынки нефти и газа к 2025 году (см. Главу 3). В связи с присоединением Казахстана к правилам общего рынка газа ЕАЭС необходима гармонизация цен на газ для конечных потребителей между Казахстаном и Российской Федерацией в ходе формирования интегрированных открытых рынков. С точки зрения S&P Global, казахстанские внутренние цены будут приводиться в соответствие с российскими внутренними ценами, поскольку объемы добычи газа, газовой торговли и внутреннего рынка России значительно превышают аналогичные показатели любого из других государств-членов ЕАЭС.

S&P Global предполагает, что гармонизация цен, вероятнее всего, будет происходить в 2025-30 гг. или, возможно, немного позже, когда будут окончательно определены различные детали структуры общего рынка. В ходе этого процесса цены на газ в Казахстане должны будут существенно вырасти, поскольку российские цены намного выше казахстанских.

Внутренние цены на газ в России дифференцируются по категориям потребителей и по ценовым поясам с учетом дальности транспортировки от основного региона добычи в Западной Сибири до потребителей. Политическим лидерам Казахстана необходимо будет решить, с какой российской ценовой зоной (или зонами) осуществлять гармонизацию – особенно в основных центрах добычи на западе страны.[110] По оценкам S&P Global, Казахстану следует гармонизировать цены на природный газ с ценами в газодобывающих российских регионах (например, в Ямало-Ненецком

110 В России, как и в Казахстане, цены для промышленных потребителей, расположенных в газодобывающих регионах, значительно ниже цен для предприятий, которые находятся в более отдаленных регионах, где добыча не ведется – в основном из-за разницы в стоимости транспортировки.

Рисунок 6.27 Цены на природный газ для промышленных потребителей в Западном Казахстане (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России (долл./тыс. м³)



Примечания: *Цены включают НДС. Предполагается преодоление ценового разрыва между Атырауской областью и Ямало-Ненецким АО в 2025-30 гг.
Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

автономном округе), а не с более высокими ценами в потребляющих газ регионах европейской части России (таких как соседняя Саратовская область) (см. Рисунок 6.27 «Цены на природный газ для промышленных потребителей в Западном Казахстане (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России»). Такой подход позволил бы:

- обрабатывающей промышленности Казахстана – сохранить конкурентоспособность в рамках более широкого экономического пространства ЕАЭС;
- Правительству – обеспечить более плавное (хотя и существенное) повышение цен для потребителей;
- QazaqGaz – выйти на окупаемость на внутреннем сегменте своего рынка;
- создать потенциальные стимулы для наращивания производства товарного газа.

Согласно сценарию интеграции в рамках ЕАЭС, в 2025-30 гг. цены на газ для промышленных потребителей в Казахстане должны ежегодно расти примерно на 19,9%, чтобы достичь паритета с ценами в газодобывающих регионах России. Несомненно, одной из ключевых неизвестных в этом прогнозе является курс рубля и его взаимосвязь с тенге. Динамика курса рубля в прошлом влияла на тенге, и ожидается, что эта тенденция сохранится и в будущем. Если рубль обесценится еще сильнее, чем в недавнем прошлом, разрыв, который необходимо будет преодолеть внутренним ценам на казахстанский газ, может сократиться. В настоящее время дополнительные проблемы в данном отношении связаны с тем, что теперь в России ожидается более существенный рост внутренних цен, чем предполагалось до конфликта с Украиной: повышение цен требуется в связи со снижением объемов экспорта – в целях увеличения поступлений в государственный бюджет.

6.14 Казахстанский сектор СУГ

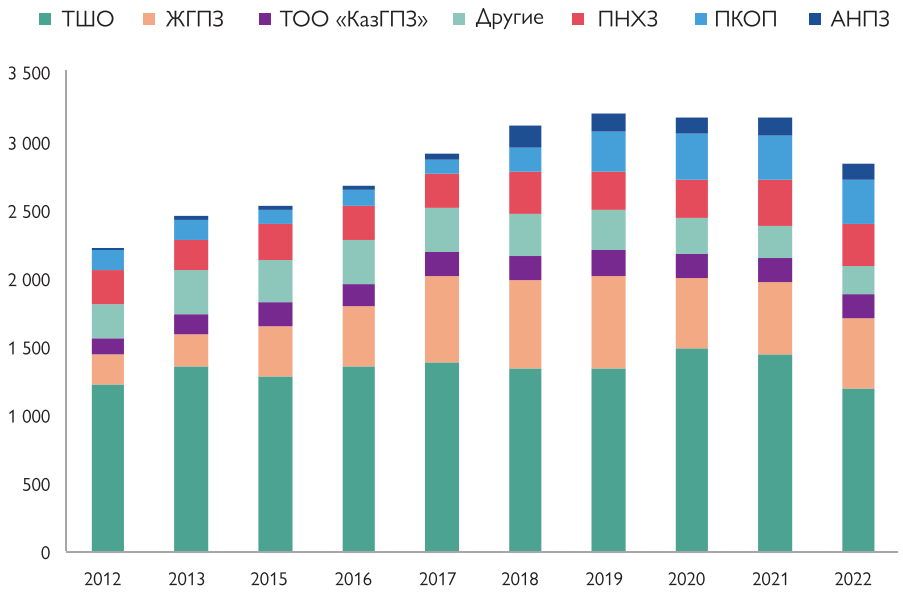
6.14.1 Производство

Потенциал масштабного расширения химического производства на основе газа (метана) в Казахстане представляется несколько ограниченным из-за напряженной ситуации с внутренним предложением товарного газа. Однако, в отличие от ситуации с предложением метана, страна сравнительно хорошо обеспечена сырьем для производства сжиженного углеводородного [нефтяного] газа (СУГ) (и этана).[111] Казахстан является крупным производителем и экспортером СУГ: в 2019-21 гг. его производство составляло около 3,2 млн т в год, хотя в 2022 году оно сократилось на 12,5% до 2,8 млн т из-за сокращения добычи попутного газа в рамках проектов «Большой тройки», а также из-за общего снижения спроса на некоторых экспортных рынках (Украина) после начала там вооруженного конфликта (см. Рисунок 6.28 «Объемы производства СУГ в Казахстане разными производителями»).

СУГ в Казахстане получают в основном за счет переработки попутного газа на ГПЗ (73%), а остальная часть приходится на нефтепереработку. Безусловным лидером по производству СУГ является ТШО, на долю которого в 2022 году пришлось 43% от совокупного объема производства (1,2 млн т из

111 См. *Национальный Энергетический Доклад за 2021 год*, стр. 132 [в русскоязычной версии: 137].

Рисунок 6.28 Объемы производства СУГ в Казахстане разными производителями (тыс. тонн)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Министерство Энергетики РК.

© 2023 S&P Global.

совокупного показателя в размере 2,8 млн т). К другим крупным производителям СУГ за счет газопереработки относятся Жанажолский ГПЗ, принадлежащий «СНПС-Актобемунайгаз» (511,3 тыс. т в 2022 году; 18% от совокупного объема производства), и КазГПЗ на месторождении Узень, оператором которого является КМГ (181,6 тыс. т; 6,4%) (см. Рисунок 6.28). Доля СУГ, производимого на трех главных нефтеперерабатывающих заводах страны – Атырауском, Павлодарском и Шымкентском – значительно возросла после завершения программы их модернизации в 2018 году с целью повышения глубины переработки, увеличившись с 14% в 2017 году до 27% в 2022 году.

Несмотря на значительные объемы производства и экспорта казахстанского СУГ, в новостях широко освещается его дефицит внутри страны (особенно это касается прошлого года).[112] Министерство энергетики устанавливает квоты на поставки СУГ производителями на внутренний рынок по регулируемым ценам. На некоторых производителей СУГ – в частности, на тех, которые работают по соглашениям о разделе продукции (СРП) или в рамках других договорных схем (в первую очередь ТШО и ТОО «Жаикмунай») – не распространяются квоты на поставки на внутренний рынок, поскольку согласно заключенным с ними соглашениям они имеют право экспортировать 100% своей продукции. Таким образом, фактические располагаемые объемы СУГ, имеющиеся в наличии для внутреннего рынка (без учета объемов ТШО/ТОО «Жаикмунай»), существенно меньше. В 2022 году такие располагаемые объемы составляли всего около 1,6 млн т при расчетном спросе на СУГ на уровне 1,8 млн т. По данным Министерства, текущий объем производства СУГ (не подпадающий под действие СРП) позволяет покрыть лишь 90% спроса на СУГ в стране, а в периоды проведения техобслуживания ситуация значительно ухудшается. В 2023 году ТШО реализовал часть своих объемов СУГ на внутреннем рынке (но по коммерческим, а не по регулируемым ценам), чтобы помочь покрыть дефицит.

В августе 2023 года Министерство предложило проект приказа о полном запрете на вывоз СУГ автомобильным транспортом сроком на три года и железнодорожным транспортом сроком на шесть месяцев. Данный проект представляет собой продолжение и ужесточение существующего запрета на экспорт СУГ, который распространяется только на вывоз автомобильным транспортом.[113]

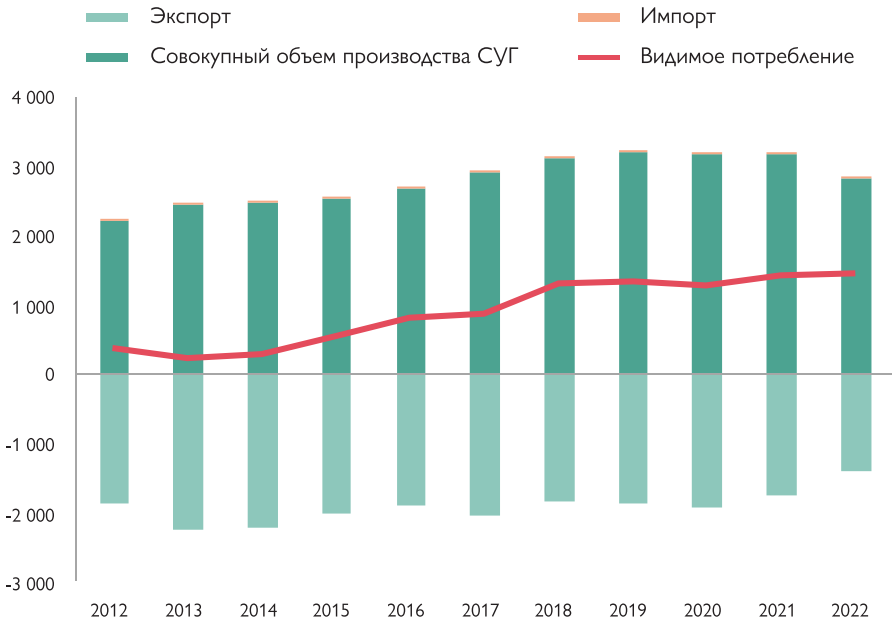
6.14.2 Спрос

В 2022 году Казахстан потребил лишь около 2/3 (1,8 млн т) произведенного в стране СУГ (2,8 млн т), в результате чего стал крупным нетто-экспортером (см. Рисунок 6.29 «Баланс СУГ в Казахстане»). Тем не менее, с 2015 года во всех регионах Казахстана происходил существенный рост внутреннего спроса: в период до 2021 года включительно потребление СУГ увеличивалось в среднем на 16% ежегодно. В 2022 году совокупное потребление СУГ выросло еще более значительно – на 21%, главным образом за счет роста спроса в сфере (автомобильного) транспорта. Крупнейшим

112 Не так давно, в августе 2023 года, авария на Мангистауском атомном энергокомбинате (МАЭК) привела к нехватке СУГ в Мангистауской области, поскольку отключение электроэнергии вызвало остановку Атырауского НПЗ.

113 2020 году Приказом Министра энергетики от 7 октября 2020 года №347 был введен запрет на экспорт СУГ автомобильным транспортом сроком на три года.

Рисунок 6.29 Баланс СУГ в Казахстане (тыс. тонн)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

потребителем СУГ в 2022 году стала южная зона Казахстана – самый густонаселенный регион страны – на ее долю пришлось 41% от совокупного объема потребления, за ней следовала северо-центральная зона, которая в настоящее время недостаточно обеспечена трубопроводным газом (28%), а затем – западная и северо-западная зоны (18% и 11% соответственно) (см. Рисунок 6.30 «Потребление СУГ по зонам в 2022 году»). В 2023 году спрос на СУГ продолжал активно расти, при этом в период с января по июль 2023 года ежемесячные объемы поставок на внутренний рынок почти в каждом месяце превышали исторические показатели за последние несколько лет. С другой стороны, экспорт СУГ (в основном ТШО и ТОО «Жаикмунай») в 2023 году по состоянию на данный момент демонстрирует снижение относительно ежемесячных показателей прошедших периодов.

В отраслевом плане крупнейшим сегментом потребления СУГ представляется автомобильный транспорт (т.е. использование СУГ в качестве моторного топлива для легковых автомобилей), на который в 2022 году пришлось около 36% спроса, а за ним следует жилищный сектор (в частности, отопление домов и приготовление пищи; 21% спроса), нефтегазовый сектор как таковой (16%) и промышленность (10%) (см. Рисунок 6.31 «Внутреннее потребление СУГ по отраслям в 2022 г.»). Использование СУГ в нефтегазохимической отрасли в настоящее время остается ограниченным: в 2021 году его потребление в данной сфере составило всего 2 700 тонн (хотя это значительно больше показателя 2020 года, который составил лишь 200 тонн).[114] Тем не менее, ожидается, что в будущем нефтегазохимическая отрасль станет одной из сфер высокого роста спроса – начиная с ввода в эксплуатацию завода KPI по производству полипропилена в 2022 году и других новых объектов, которые находятся на стадии строительства, включая крупный завод по производству полиэтилена (также в Атырауской области; см. информацию ниже и в Разделе 6.10.2).

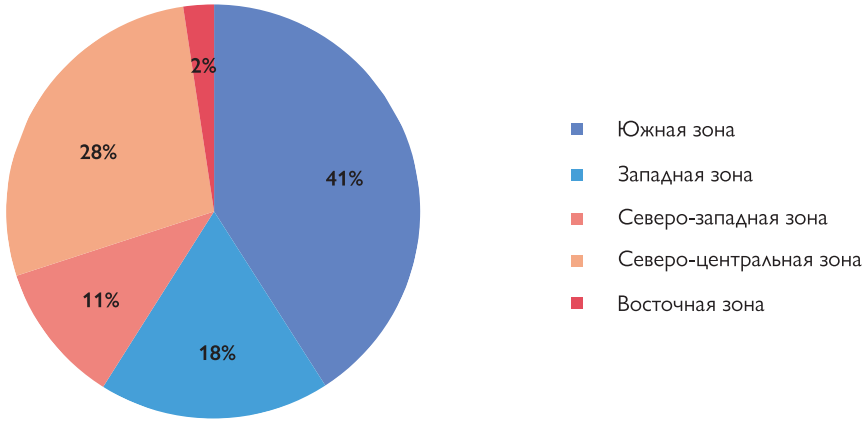
Использование СУГ в транспортной сфере в последние годы быстро расширяется, что обусловлено относительно более низкой розничной ценой на СУГ по сравнению с бензином (см. Рисунок 6.32 «Зарегистрированные легковые автомобили в Казахстане по видам используемого топлива»). В последние годы уровень использования (розничных продаж) автогаза стал весьма значительным: в 2022 году он составил свыше 539 000 тонн (увеличившись почти на 10% в годовом исчислении).[115] По данным Министерства энергетики, в 2022 году совокупное количество автомобилей на СУГ выросло почти на 57% до 490 000 единиц (с 313 000 единиц в 2021 году). В то же время, по данным Бюро национальной статистики Казахстана, в 2015-22 гг. количество легковых автомобилей на СУГ в целом по стране увеличилось почти в семь раз до показателя чуть менее 350 000 единиц или 8% всего автопарка.

В 2022 году заправку СУГ в Казахстане обеспечивали 2 195 АЗС, что почти в три раза больше, чем в 2015 году (754) (см. Рисунок 6.33 «Количество ГАЗС по регионам »). При этом не вполне понятна причина, по которой количество таких АЗС сократилось по сравнению с 2021 годом (возможно, было изменено их определение). По последним из имеющихся данных, в 2021 году продажи СУГ на АЗС

114 По данным Бюро национальной статистики Республики Казахстан, в 2022 году СУГ в нефтегазохимической отрасли не использовался.

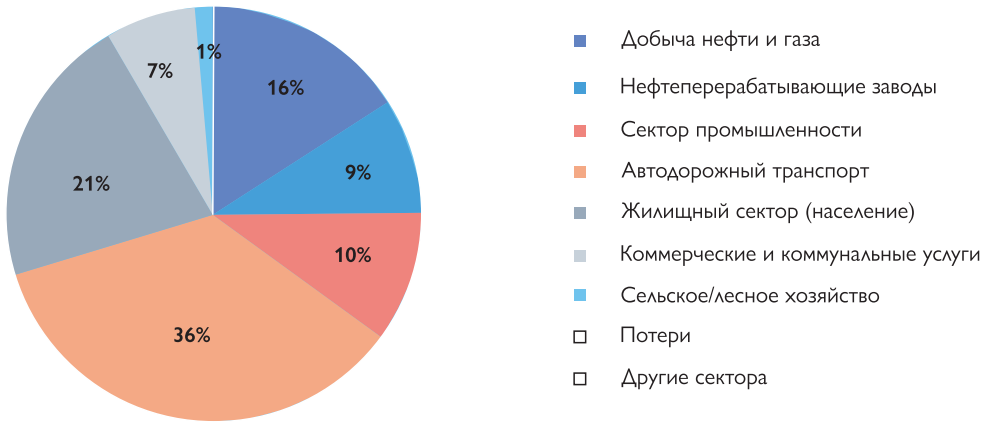
115 Доля СУГ в совокупном объеме реализации моторного топлива на АЗС в Казахстане выросла с 5,6% в 2015 году до 12,6% в 2021 году. В данных Бюро национальной статистики РК сопоставимые показатели за 2022 год отсутствуют.

Рисунок 6.30 Потребление СУГ по зонам в 2022 г. (%)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

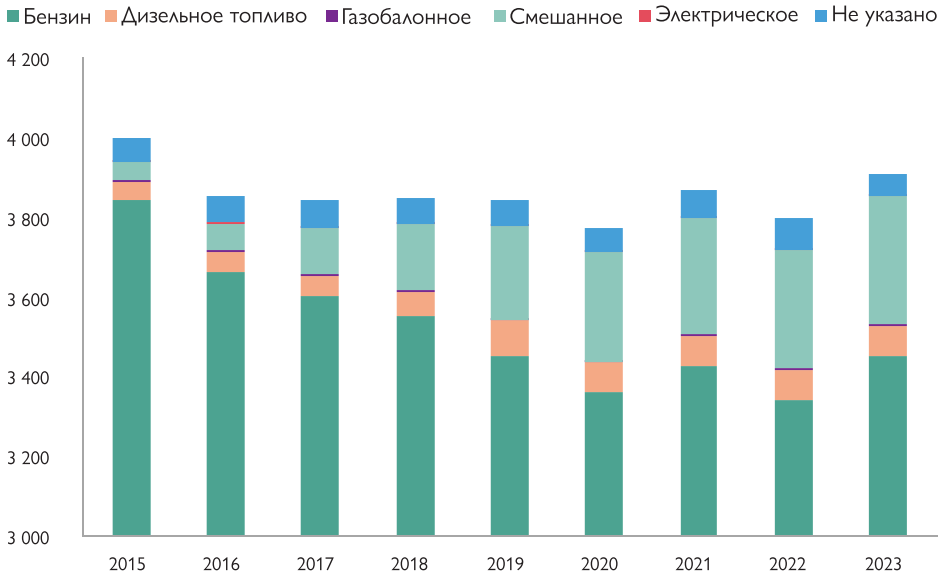
Рисунок 6.31 Внутреннее потребление СУГ по отраслям в 2022 г. (%)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК. © 2023 S&P Global.

в стоимостном выражении составили 7,3% от совокупного стоимостного показателя продаж топлива, тогда как в 2015 году этот показатель находился на уровне лишь 2,4%. Доля СУГ, реализованного на АЗС – а не в других точках продаж – достигла 63% от совокупного объема потребления СУГ в Казахстане в 2021 году, повысившись по сравнению с показателем 2015 года (55%). Эти тенденции, вероятно, сохранятся и в 2022-23 гг. В 2022 году наибольшее количество станций заправки СУГ (ГАЗС) находилось на юге Казахстана (1058), а запад страны лидировал по количеству автомобилей на СУГ (~133 000).

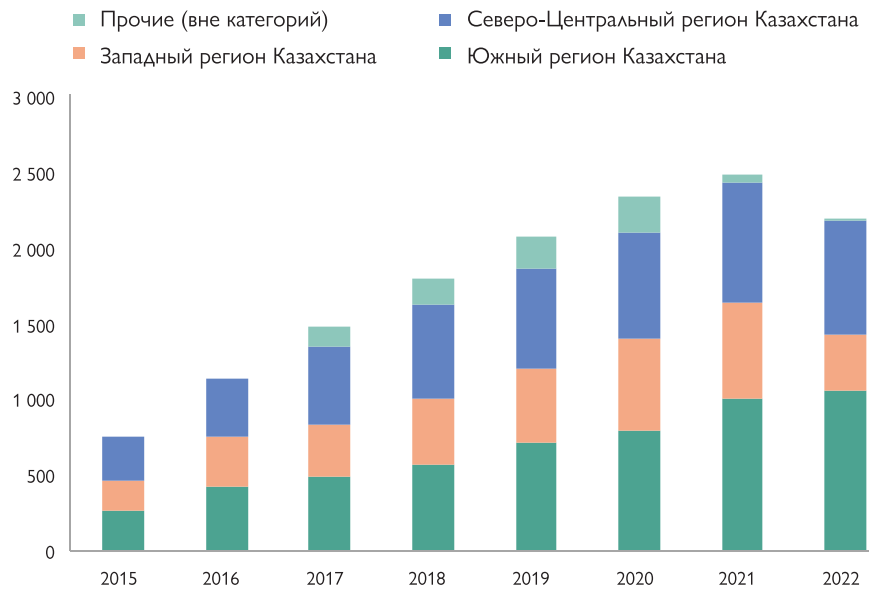
Рисунок 6.32 Зарегистрированные легковые автомобили в Казахстане по видам используемого топлива (тыс. единиц)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Рисунок 6.33 Количество ГАЗС по регионам



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

6.14.3 Структура рынка и динамика цен

Начиная с 2019 года внутренний рынок СУГ в Казахстане находится на пути перехода от строгого регулирования к частичной либерализации, однако темпы данного процесса в разные периоды времени различались. Либерализация направлена на достижение четырех ключевых целей:

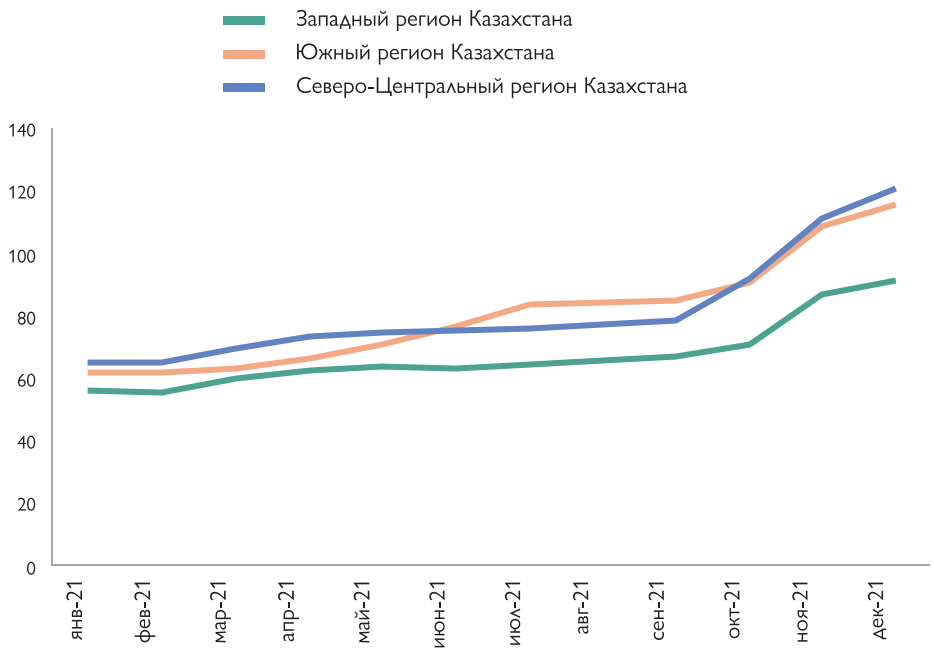
- повышение оптовых цен закупки у производителей для стимулирования модернизации заводов и наращивания производства;
- сокращение степени участия посредников (газосетевых организаций) в цепочке создания стоимости;
- повышение конкурентоспособности;
- повышение прозрачности поставок на рынок.

В 2018 году в Закон «О газе и газоснабжении» были внесены изменения и дополнения, предусматривающие внедрение реализации СУГ через электронные торговые площадки (ЭТП), и с февраля 2019 года начались биржевые торги СУГ.

К концу 2019 года объем реализации СУГ через биржевые площадки составлял около 15%, а к концу 2021 года эта доля увеличилась примерно до 70%.[116] К началу 2022 года практически вся торговля СУГ (за исключением реализации СУГ особым категориям населения и нефтегазохимическим предприятиям, в отношении которых сохранилось государственное регулирование) перешла на электронные торги.

Тем не менее, формирование цен на СУГ оказалось чувствительным, а иногда и вызывающим разногласия вопросом для Казахстана: резкое повышение цен в 2021 году спровоцировало вспышку политических волнений в январе 2022 года. В 2021 году средняя розничная цена СУГ для потребителей повысилась почти вдвое – с 60,1 тенге за литр в декабре 2020 года до 111,8 тенге за литр в декабре 2021 года (см. Рисунок 6.34 «Цены СУГ на ГАЗС по регионам в 2021 г.» и Рисунок 6.35 «Среднемесячный уровень розничных цен на СУГ (2019-23 гг.)»). Однако, несмотря на рост, цены в Казахстане по-прежнему оставались относительно низкими по сравнению с другими странами. В ноябре 2021 года средняя розничная цена СУГ в Казахстане все еще составляла лишь около 0,21 долл. за литр, тогда как в Европейском союзе она находилась на уровне 0,85 долл. за литр, а в России – 0,42 долл. за литр.

Рисунок 6.34 Цены СУГ на ГАЗС по регионам в 2021 г. (тенге/литр)

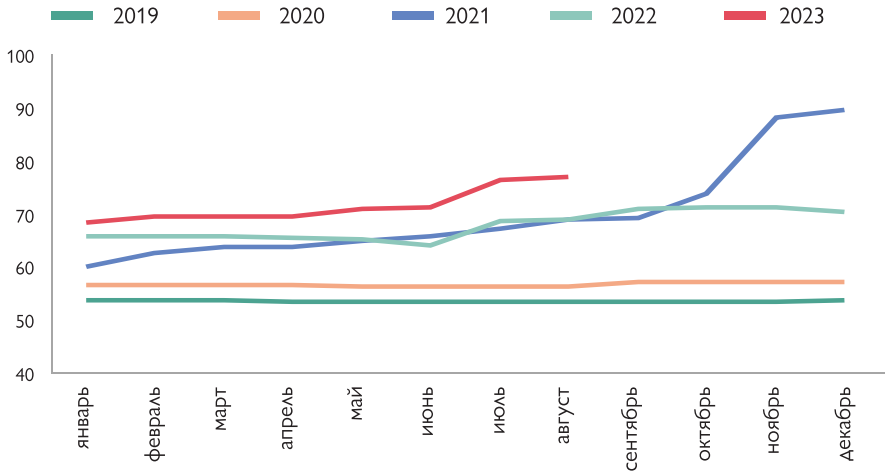


Источник: S&P Global Commodity Insights, Ситуационно-аналитический центр топливно-энергетического комплекса РК.

© 2023 S&P Global.

116 Основными площадками реализации СУГ были биржа ETC и Товарная Биржа «Каспий» (CCE), а также электронная торговая площадка Alan-Trade.

Рисунок 6.35 Среднемесячный уровень розничных цен на СУГ (2019-23 гг., тенге/литр)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

После волнений, произошедших в Казахстане в январе 2022 года, Правительство вынуждено было вмешаться и возобновить прямое регулирование внутреннего рынка СУГ. При этом был реализован ряд мер, включая следующие:

- Приостановка продаж СУГ на биржах.
- Снижение регулируемой оптовой цены СУГ («регулируемой предельной цены СУГ вне товарных бирж») с 38 700 до 28 000 тенге за тонну (с 89,24 до 64,57 долл. за тонну); однако с 1 июля 2022 г. предельная цена была повышена до 33 600 тенге за тонну (70,58 долл. за тонну), а в июле 2023 года она увеличилась до 40 320 тенге за тонну (90,57 долл. за тонну без НДС) (см. Рисунок 6.36 «Среднемесячный уровень цен на СУГ в Казахстане»).[117]
- Установление коридора розничных цен на СУГ в диапазоне от 50 до 75 тенге за литр (в зависимости от области); в июле 2023 года коридор розничных цен сместился на более высокие уровни: от 54 до 81 тенге за литр (без НДС).[118]
- Приостановка действия правил торгов до 1 января 2023 г. (в июне 2022 года правила были полностью отменены)[119] при прямом регулировании торговли СУГ вне бирж Министерством энергетики:[120]
    - Министерство энергетики определило план поставок СУГ на внутренний рынок и установило оптовые цены совместно с Министерством экономики.[121]
- Внесение изменений в Типовые правила биржевой торговли 19 июля 2022 года, которые устанавливают допустимые границы колебаний цен во время торгов.[122]
- Инициирование внесения изменений в план поставки СУГ с расширением круга субъектов, имеющих право на его приобретение по оптовым или по розничным ценам (которые были окончательно оформлены и приняты в июне 2023 года).

После реализации вышеуказанных мер в 2022 году цены начали снижаться, за исключением Западно-Казахстанской и Атырауской областей, где они выросли до уровня, близкого к складывающемуся в целом по стране.[123] Как следствие, переход с бензина на СУГ в сфере автотранспорта оставался активным, благодаря относительно низкому уровню цен на СУГ и устойчивому экономическому росту. К 2023 году Правительство с осторожностью начало вновь продвигаться по пути повышения цен, увеличив регулируемую предельную цену СУГ вне бирж до 40,32 тыс. тенге за тонну (без НДС) на период с 1 июля 2023 г. по 30 июня 2024 г. Помимо этого, в кулуарах заседания Правительства, состоявшегося 29 августа 2023 г., министр энергетики Алмасадам Саткалиев объявил о плане повышения цен, выплачиваемых производителям СУГ, «как минимум до уровня себестоимости [безубыточности] в течение трех лет».[124]

Если говорить о биржевой торговле, то планы по повторному внедрению данной системы были перенесены на 2025 год. В то же время Правительство оптимизировало механизм распределения [квот по] СУГ и продолжило прямое регулирование оптовых и розничных цен на него. Министерство энергетики взяло на себя ответственность за установление предельных цен на розничную реализацию СУГ в рамках плана поставок вне товарных бирж (ранее эту функцию выполнял КРЕМ).

117 https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2300032904.

118 https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200028710.

119 https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200026409#z3.

120 19 июля 2022 г. правила биржевой торговли СУГ [сжиженным нефтяным газом] были добавлены в Приказ «Об утверждении Типовых правил биржевой торговли». https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200028847#z15.

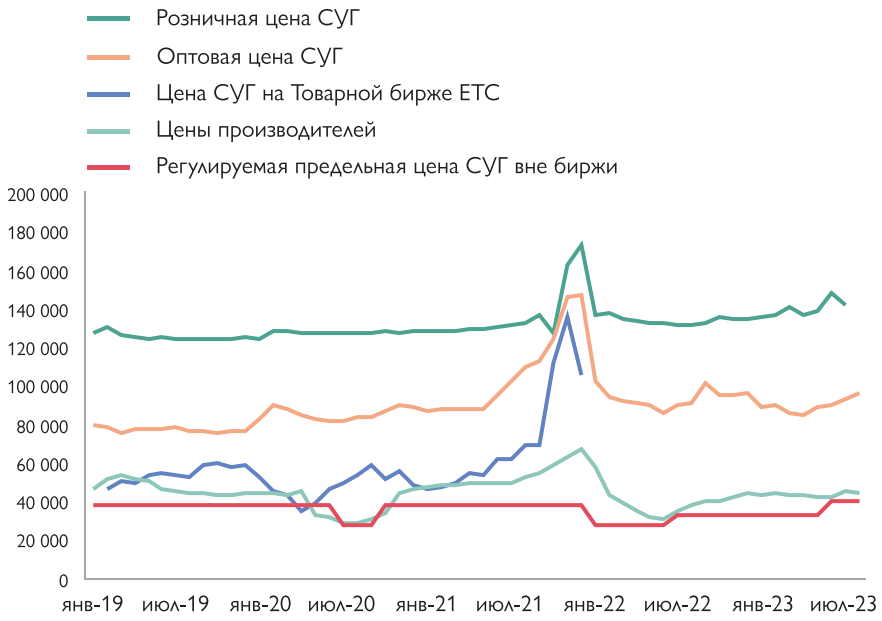
121 Это не распространяется на ТШО и Nostrum, поскольку они работают на условиях СРП.

122 https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200028847#z8.

123 Хотя цены на СУГ в Западно-Казахстанской и Атырауской областях (в связи с их близостью к источникам производства СУГ) традиционно были ниже, чем в других частях страны, в 2022 году цены на западе Казахстана приблизились к уровню цен, складывающемуся в южном и северо-центральном регионах страны.

124 https://kapital.kz/economic/118620/stoimost-szhizhennogo-neftyanogo-gaza-budut-postepenno-povyshat-min-energo.html.

Рисунок 6.36 Среднемесячный уровень цен на СУГ в Казахстане (тенге за тонну)



Примечания: Цена на товарной бирже ETC и регулируемая цена СУГ указана без учета НДС.
Источник: S&P Global, Бюро национальной статистики РК, Товарная биржа ETC, Министерство Энергетики РК.

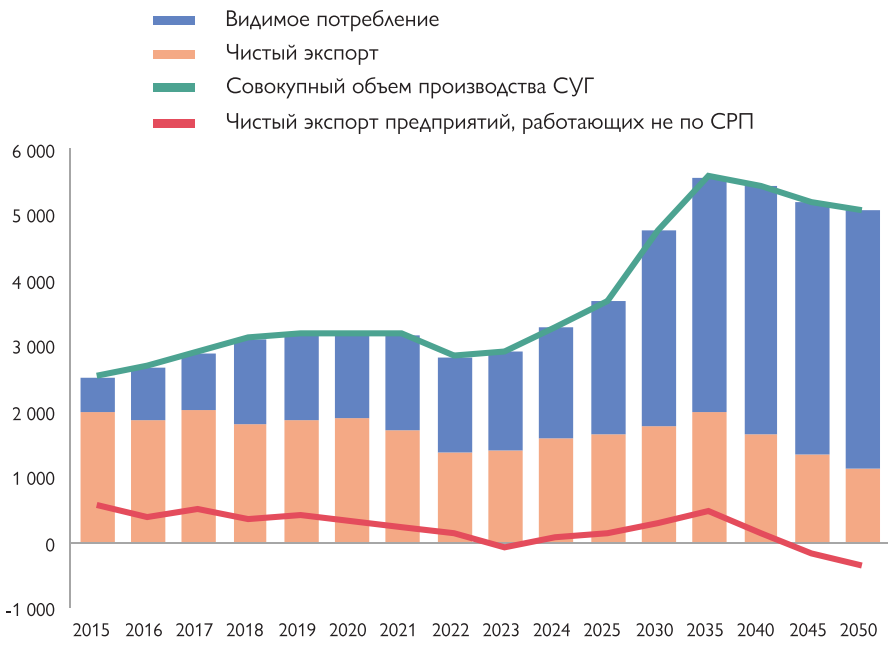
© 2023 S&P Global.

6.14.4 Прогноз баланса СУГ в Казахстане

Прогноз производства. Согласно базовому сценарию S&P Global, производство СУГ в Казахстане вырастет почти вдвое – до уровня около 5,7 млн т к 2035 году, но затем постепенно снизится примерно до 5,1 млн т в 2050 году (см. Рисунок 6.37 «Баланс СУГ в Казахстане до 2050 года»). При этом среднегодовые темпы роста будут составлять примерно 4,1% в 2022-35 гг. и 2,1% в течение всего периода с 2022 г. по 2050 г. Ключевыми драйверами увеличения производства СУГ являются новые нефтегазохимические мощности, запланированные на этот период, в связи с их значительными потребностями в сырье. Многие из новых нефтегазохимических предприятий будут производить сырье для СУГ на собственных сепарационных установках (например, таких как новая газосепарационная установка для интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области [2-й этап]). Прогнозируется, что производство СУГ на нефтегазохимических предприятиях будет расти довольно быстрыми темпами и в 2035 году выйдет на уровень около 2,1 млн т в год (см. Таблицу 6.17 «Основные газохимические проекты на базе СУГ в Казахстане»). С другой стороны ожидается, что производство СУГ на ГПЗ (за счет переработки попутного газа) вырастет лишь незначительно, при этом оно зависит от объема газа, идущего на переработку, и, соответственно, следует за траекторией производства товарного газа в стране. И наконец, рост производства СУГ на НПЗ предположительно будет весьма умеренным, увеличиваясь вместе с объемом переработки нефти.

Учитывая, что значительная часть нефтегазохимических предприятий будет обеспечивать свои потребности в СУГ за счет собственного производства, а совокупный спрос на СУГ в других сферах, как ожидается, будет оставаться практически неизменным (повышаясь в одних сегментах – таких как транспорт, и снижаясь в других – таких как электроэнергетика и жилищный сектор, куда газ поступает по газопроводу) (см. ниже), прогнозируется, что Казахстан останется крупным экспортером СУГ (~2,0 млн т в год в 2035 году и ~1,2 млн т в год в 2050 году). Однако учитывая, что некоторые производители СУГ – в первую очередь ТШО и «Жаикмунай» – вероятно, продолжат поставки на экспорт из-за сохраняющейся разницы между ценами на внутреннем рынке и на мировых экспортных рынках, не следует исключать вероятность увеличения объемов импорта в перспективе.

Рисунок 6.37 Баланс СУГ в Казахстане до 2050 г. (тыс. тонн)



Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Таблица 6.17 Основные газохимические проекты на базе СУГ в Казахстане

	Проект полипропилена*	Проект полиэтилена	Газосепарационная установка	Проект бутадиена
Описание проекта	Интегрированный газохимический комплекс в Атырау (1-й этап)	Интегрированный газохимический комплекс в Атырау (2-й этап)	Интегрированный газохимический комплекс в Атырау (2-й этап)	Завод по производству бутадиена в Атырау
Владелец	KPI	ТОО «KMG PetroChem»; СИБУР; Sinopec	ТОО «KMG PetroChem»	КМГ и ПАО «Татнефть»
Конечный продукт (объем производства)	0,5 млн т в год полипропилена	1,25 млн т в год полиэтилена	1,6 млн т в год этана и 0,36 млн т в год пропана	0,186 млн т в год бутадиена, для отправки на шинный завод в Караганде
Сырье	ТШО поставляет ТОО «KPI Inc.» пропан в объеме до 550 000 тонн в год	Извлекаемая на ГСУ (предусмотренной в рамках 2-го этапа) смесь пропана/бутана	Попутный газ с Тенгизского месторождения ТШО	380 000 т в год бутана будет обеспечивать ТШО

Примечания: Более подробная информация об этих проектах представлена в Разделе 6.10. *Этот проект был запущен в работу в конце 2022 года.
Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2023 S&P Global.

Прогноз потребления. Согласно базовому сценарию S&P Global, потребление СУГ в Казахстане в 2035 году увеличится более чем вдвое по сравнению с уровнем 2022 года, достигнув 3,6 млн т, причем значительную часть этого роста обеспечит развивающаяся нефтегазохимическая отрасль. Впоследствии рост потребления несколько замедлится, увеличившись примерно лишь на 10% до 3,9 млн т в 2050 году. Несмотря на устойчивый рост спроса, который, по прогнозам, будет в среднем ежегодно составлять примерно 7% в период до 2035 года (и в среднем 3,6% в период с 2022 г. по 2050 г.), внутренних объемов производства должно быть достаточно для покрытия потребления (в совокупности). При необходимости для удовлетворения спроса можно задействовать часть экспортных объемов СУГ в рамках СРП с приобретением их по ценам экспортного паритета. Помимо этого, при необходимости можно прибегнуть к импорту СУГ в определенном объеме из России (или других соседних стран, которые в настоящее время его

экспортируют – например, из Туркменистана) (также по ценам экспортного паритета). [125]

Нефтегазохимический сектор станет крупнейшим источником прироста внутреннего спроса, который в данной сфере увеличится до 1,9 млн т в 2035 году при условии ввода в эксплуатацию всех запланированных проектов (хотя и с некоторыми задержками по сравнению с заявленными сроками), а затем будет расти более медленными темпами до уровня 2,1 млн т к 2050 году (см. Рисунок 6.38 «Прогноз спроса на СУГ в Казахстане по отраслям до 2050 г.»).[126] Потребление СУГ за пределами нефтегазохимической отрасли, вероятно, останется практически неизменным под влиянием ряда взаимно уравновешивающих тенденций в различных сферах:

- Строительство газопроводов для поставок природного газа позволит постепенно заменить СУГ трубопроводным газом в качестве топлива в жилищно-коммунальном секторе, а затем и в промышленности – в частности, в северо-центральном регионе Казахстана – что приведет к снижению спроса на СУГ.
- Прогнозируется рост применения СУГ в качестве топлива для автомобилей, хотя и замедляющимися темпами по мере расширения его использования. Однако ожидается, что в краткосрочной и среднесрочной перспективах рост будет более существенным в связи с переходом на альтернативные виды топлива, особенно если цены на СУГ будут продолжать более жестко регулироваться, а цены на бензин – повышаться.
- Могут также появиться другие возможности для увеличения внутреннего потребления СУГ, включая маломасштабное производство электроэнергии, особенно вблизи объектов производства СУГ.

Рисунок 6.38 Прогноз спроса на СУГ в Казахстане по отраслям до 2050 г. (тыс. тонн)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

125 S&P Global прогнозируем, что в период до 2035 года экспорт (поставляемого в значительных объемах) СУГ из России, вероятнее всего, сократится из-за масштабных ограничений, распространяющихся на российскую добычу нефти и газа в связи с военным конфликтом в Украине. Тем не менее, у Казахстана все же должна иметься возможность импорта некоторых объемов российского СУГ (в случае дефицита), если он будет способен конкурировать по цене с экспортными рынками.

126 Бóльшая часть потребления СУГ в промышленности приходится на нефтегазохимический сектор.

6.15 Общие выводы

►Принятые Правительством Республики Казахстан меры по внесению в свою политику корректив, оптимизирующих функционирование рынка газа, безусловно, заслуживают самой высокой оценки. При этом следующими задачами должны стать контроль и анализ успеха новых положений законодательства и его доработка по мере необходимости. В частности, предстоит понять, способствует ли внедрение механизма Улучшенного модельного контракта привлечению существенного интереса со стороны международных нефтяных компаний (МНК) и заключению с ними соглашений, а также позволяет ли установленная цена на новый газ окупить затраты на его производство. Оценивая успех УМК, важно учитывать более широкий международный контекст, в котором Казахстан конкурирует за инвестиции с другими странами.

►Правительство Казахстана повысило цены на газ для конечных потребителей в 2023 году, но их уровень все еще недостаточно высок, чтобы покрыть затраты по всей цепочке создания стоимости. Политический импульс к постепенному повышению цен – пусть и разными темпами для разных групп потребителей – должен позволить ценам быстрее выйти на уровень окупаемости, а затем и на рентабельный уровень, и помочь мотивировать потребителей к более эффективному использованию природного газа.

►Принимая во внимание приближение сроков создания общего рынка газа в ЕАЭС к 2025 году и, как следствие, гармонизации цен на газ с Россией, цены на западе Казахстана должны следовать траектории, приводящей их в более близкое соответствие с уровнем цен в газодобывающих российских регионах (таких как Ямало-Ненецкий автономный округ), а не в соседних с Казахстаном потребляющих газ регионах России (таких как Саратовская область). Это поможет обеспечить конкурентоспособность казахстанского газа в едином экономическом пространстве.

►Учитывая, что одной из приоритетных целей является увеличение располагаемых объемов товарного газа за счет наращивания его переработки, не вполне понятно, почему в новом законодательстве (например, в УМК) не получили более полного развития *стимулы для новой переработки газа*. Возможно, потребуется обеспечить экономические стимулы для расширения газопереработки, а также разведки и добычи, чтобы способствовать росту производства товарного газа. По крайней мере, важно дать инвесторам четкий сигнал о том, что они будут защищены от решений государственных властей, принимаемых в одностороннем порядке на их собственное усмотрение.

►Формирование цен на СУГ оказалось чувствительным, а иногда и вызывающим разногласия вопросом для Казахстана: резкое повышение цен в 2021 году спровоцировало вспышку политических волнений в январе 2022 года. После этого Правительство на некоторое время свернуло проводимую на тот момент политику, но к 2023 году с осторожностью вновь начало повышать цены, увеличив регулируемую предельную цену СУГ вне бирж. Следует отметить, что мы поддерживаем план министра энергетики Алмасадама Саткалиева, предполагающий повышение цен закупки у производителей как минимум до уровня себестоимости [безубыточности] в течение ближайших трех лет и постепенное возобновление политики дальнейшей либерализации. Эти и подобные меры послужат стимулами для производства и снизят угрозу нерегистрируемого спроса, который покрывается за счет «серого» экспорта.



ГЛАВА 7

УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

7. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

АВТОР ГЛАВЫ ПО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ «AVANTGARDE ADVISORY»

Несмотря на развитие возобновляемой энергетики и реализации политики «энергетического» перехода в развитых экономиках, уголь продолжает сохранять лидирующие позиции в мировой энергетике.

Так, около 37% электроэнергии в мире и 70% мирового производства стали производится из угля. Уголь, как и природный газ, играет важную роль в строительстве инфраструктуры возобновляемых источников энергии и поддержке их в энергосистеме. Цены на уголь, его доступность и распространенность имеют решающее значение для социального развития развивающихся стран. Энергетический кризис и проблемы с поставками природного газа в 2022 году показали, что уголь остается фактором, стабилизирующим энергетические рынки.

Для Казахстана, входящего в десятку мировых лидеров добычи угля, уголь является основным топливом экономики. В Казахстане на уголь приходится до 70% производства электроэнергии и на угле полностью работают металлургическая и цементная промышленность. Однако климатические обязательства страны и долгосрочная стратегия низкоуглеродного развития приведут к постепенному снижению доли угля в экономике. Замещение угольного топлива природным газом и, возможно, атомной энергетикой будет происходить постепенно, при этом развитие угольной промышленности будет направлено на увеличение объемов переработки угля и внедрение наилучших доступных технологий в отрасль для снижения воздействия на окружающую среду.

Беспрецедентный рост цен на уголь в 2022 году и сохраняющийся высокий спрос в странах ЕС существенно увеличил возможности для экспорта казахстанского угля. Объемы отгрузки угля в направлении европейских стран частично помогли ЕС компенсировать потерю импорта угля из России. Казахстан экспортировал в страны ЕС в 2022 году 3,9 млн. тонн угля и в дальнейшем планируется наращивание объемов поставки.

Для развития отрасли необходимы инвестиции, которые будут окупаться при расширении экспорта и частичном снятии ценовых ограничений на внутреннем рынке.

7.1 Ключевые моменты

- До появления стабильных технологий получения энергии (например, термоядерная энергия) или создания принципиально новых технологий хранения энергии - уголь невозможно исключить из мирового энергетического баланса.
- Уголь позволяет поддерживать конкурентоспособность казахстанской промышленности за счет одной из самой низкой стоимости электроэнергии, вырабатываемой на угольных электростанциях.
- Политика сдерживания цен на внутреннем рынке, позволяет поддерживать низкую стоимость энергии, однако ограничивает возможности инвестиций в развитие угольных разрезов.
- По данным Всемирной угольной ассоциации за счет модернизации существующих угольных электростанций до наилучших доступных технологий возможно сократить выбросы углекислого газа на 2 млрд тонн CO_2. Казахстан также может сократить выбросы парниковых газов за счет модернизации угольных электростанций.
- Увеличение добычи высококалорийного шубаркольского угля позволяет увеличить экспорт в страны дальнего зарубежья. Помимо России, перспективным экспортными направлениями являются: Турция, страны Европы и Узбекистан.
- Создание новых предприятий по производству полукокса позволит снизить высокую долю импорта полукокса из России, используемого в металлургической промышленности.
- Внедрение наилучших доступных технологий на предприятиях угледобычи позволит сократить затраты на разработку месторождений, а также снизить воздействие на окружающую срежу со стороны угледобывающей отрасли.

7.2 Регулирование отрасли

На данный момент казахстанская угольная промышленность является основным источником энергии для национальной экономики – в 2022 году на нее пришлось более 55% потребления первичных энергоресурсов и 68% выработки электроэнергии. В Казахстане представлен почти весь спектр добычи угля – от бурого угля и суббитуминозного угля для выработки электроэнергии до металлургического угля и коксующихся углей для доменных печей.

В угольной промышленности, в отличие от нефтегазовой отрасли отсутствует «государственная компания» или «национальный оператор», однако около 40% добычи приходится на крупнейшего производителя угля – ТОО «Богатырь Комир», принадлежащего квазигосударственному АО «Самрук-Энерго» и российской компании «РУСАЛ».

Регулирование горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и, преимущественно, контролируется Министерством промышленности и строительства (ранее – Министерство индустрии и инфраструктурного развития).

Несмотря на отсутствие прямого регулирования цен на внутреннем рынке угля, в Казахстане государством фактически сдерживается рост цен на уголь. Механизм сдерживания осуществляется за счет мониторинга цен субъектов рынка, которые, согласно законодательству, могут быть признаны доминирующими.[1] Даже не самые крупные угледобывающие

1 Согласно Предпринимательскому Кодексу РК: Доминирующим признается положение субъекта рынка, доля которого на соответствующем товарном рынке составляет тридцать пять и более процентов.

Рисунок 7.1 Угольные бассейны Казахстана



© 2021 IHS Markit. Все права защищены.

компании могут быть определены в качестве доминирующих участников регионального рынка угля. Согласно антимонопольному законодательству, необоснованный рост цены угледобывающих компаний может быть признан злоупотреблением и прямым нарушением антимонопольного законодательства.

В результате сдерживания рост стоимости отгрузки угля потребителям внутреннего рынка может отставать от уровня инфляции. Ряд предприятий отгружают уголь на внутренний рынок коммунально-бытовым потребителям по ценам ниже себестоимости.

В настоящее время правительством рассматривается вопрос о введении прямого ценового регулирования на рынке энергетического угля. Данная мера может иметь отрицательные последствия для инвестиций в модернизацию и обновление фондов угледобывающих предприятий.

В части налогообложения рентный налог на экспорт угля, действовавший ранее, заменен на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), при этом в случае использования энергетического угля в производстве электрической и тепловой энергии или переработки угля (уголь каменный (кроме коксующегося и антрацита), бурый уголь, горючие сланцы) к установленной ставке применяется понижающий коэффициент 0,01.

7.3 Запасы угольных бассейнов

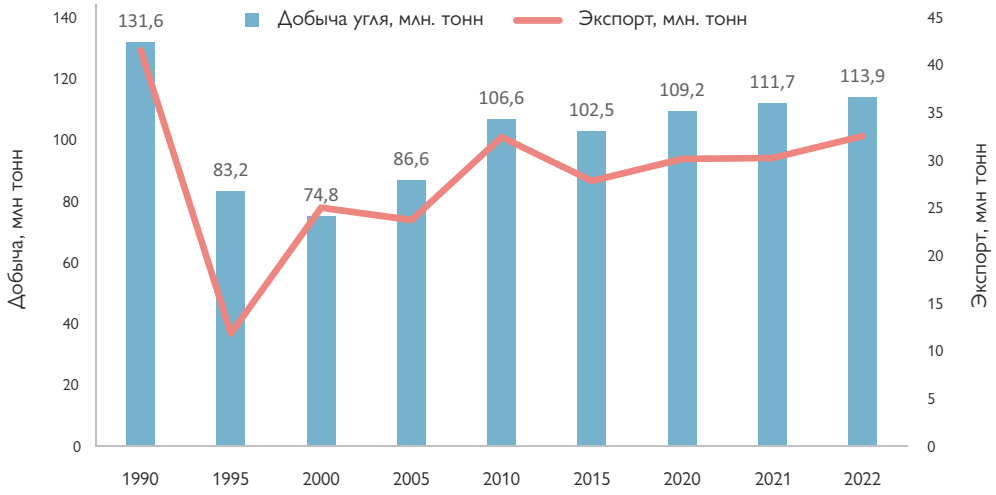
Располагая богатыми запасами угля, Казахстан является одним из мировых лидеров по его добыче и потреблению. На Государственном балансе числятся 49 угольных месторождений и угленосных районов. По имеющимся данным, запасы угля по категориям A+B+C1 (что эквивалентно категории «доказанных и вероятных» запасов) составляют 29,3 млрд т. Казахстан занимает десятое место в мире по запасам угля, которых хватит более чем на 250 лет при текущих темпах добычи. Крупнейшие угольные бассейны – Экибастузский (10,1 млрд т), Карагандинский (7,0 млрд т) и Тургайский (5,9 млрд т) – расположены в центральной и северной частях Казахстана.

Угледобывающие предприятия Экибастузского бассейна особенно выделяются с точки зрения низкой себестоимости добычи: угольные пласты имеют большую толщину и залегают близко к поверхности, что облегчает применение традиционных методов добычи открытым способом. Однако угли Экибастузского бассейна, заключающего 45,8% запасов энергетических углей Казахстана, характеризуются очень высокой зольностью (42–44%), а зола обладает высокой абразивностью, что при сжигании углей в пылевидном состоянии ведет к усиленному износу поверхностей нагрева котлов. Угли Экибастузского бассейна относятся к малообогатимым, что ограничивает возможность его обогащения традиционными методами.

Запасы углей, пригодных для коксования, сосредоточены в основном в Карагандинском бассейне (90,5%). Большая часть углей Карагандинского бассейна благодаря своим высоким технологическим свойствам являются высококачественным сырьем для коксохимической промышленности.

В отличие от углей Экибастузского бассейна, уголь Шубаркольского месторождения характеризуется меньшим содержание золы (5–15%) и серы (0,5%) и высокой теплотворной способностью (5 600 ккал/кг).

Рисунок 7.2 Добыча угля в Казахстане.



Источник: Бюро национальной статистики

7.4 Добыча угля

В 2022 году Казахстан занял девятое место в мире по объемам добычи угля с совокупным объемом добычи 113,9 млн тонн, что выше на 2% от уровня 2021 года. Уровень добычи в 2022 году является самым высоким уровнем добычи за последние десять лет. Добыча угля в Казахстане на 70–75% направлена на внутренний рынок, однако ввиду энергетического кризиса в странах Европы существенно вырос спрос на уголь, однако при этом возникли логистические проблемы.

По данным Министерства промышленности и строительства, в стране действует 25 угледобывающих предприятий, при этом три четверти национальной добычи сосредоточено на четырех предприятиях: ТОО «Богатырь Комир», АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация», АО «Шубарколь Комир» и АО «АрселорМиттал Темиртау».

Крупнейшим производителем угля в Казахстане является ТОО «Богатырь Комир», осуществляющее разработку гигантского разреза «Богатырь» в Экибастузском бассейне. В 2022 году объем добычи компании составил 42,5 млн т или около 40% от общенационального показателя. В 2022 году компания внедрила новую циклично-поточную технологию (ЦПТ), которая позволяет перейти от перевозки угля железнодорожным транспортом на его конвейерную транспортировку. Переход на циклично-поточную технологию увеличил степень усреднения угля разнокачественных угольных пластов с помощью дробильного оборудования и обеспечил стабильность качества отгружаемого угля за счет автоматизации процессов контроля. Проект позволил увеличить проектную производительность разреза Богатырь на 8 млн т и значительно снизить пылеобразование, а также операционные расходы.

Второе место по добыче угля занимает компания Eurasian Resources Group (ERG), которая обеспечивает около четверти его производства в целом по стране через два холдинга: АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (ЕЭК) и АО «Шубарколь Комир». Более 1/5 добычи приходится в совокупности еще на трех производителей: Угольный департамент АО «АрселорМиттал Темиртау», ТОО «Kazakhmys Coal» и ТОО «Майкубен-Вест». АО «Каражыра», ведущее деятельность в Восточно-Казахстанской области, производит около 6% от общенационального объема добычи.

В период 2017–2022 гг объем добычи крупных угледобывающих предприятий увеличился на 8%, при этом предприятия фактически достигли своей проектной мощности и дальнейшее наращивание объемов добычи будет связано со значительными инвестициями. Получение инвестиций под угольные проекты от широкого круга международных финансовых организаций невозможно ввиду введенных ограничений на инвестиции в добычу углеводородного топлива.

В последние годы в казахстанской промышленности отмечается тренд на внедрение установок сухого обогащения угля. Внедрение данной технологии в опытно-промышленную эксплуатацию началось с 2010-х годов на месторождении «Каражыра», сейчас ряд угледобывающих предприятий уже планирует внедрение технологии сухого обогащения, в том числе на месторождении Богатырь планируется строительство комплекса сухого обогащения угля на разрезе «Северный» с производительностью до 2 млн тонн угля в год.

Увеличение добычи угля до 2030 года на крупных угледобывающих предприятиях может составить 12 млн тонн, из которых:

- 4 млн тонн увеличение добычи угля ТОО «Богатырь-Комир» для поставки угля на планируемые новые угольные энергоблоки;
- 2 млн тонн увеличения добычи АО «Майкубен-Вест» будут направлены на внутренний рынок и увеличение поставок в Россию и Узбекистан;
- 2 млн тонн добычи угля на АО «Каражыра» вероятно будут ориентированы на внутренний рынок;

Таблица 7.1 Добыча угля крупными месторождениями, млн. тонн.

	2018 г	2019 г	2020г	2021 г	2022 г
Богатырь-Комир	44,9	44,9	43,3	44,6	42,5
ЕЭК (разрез Восточный)	17,1	15,5	17,4	17,2	17,4
Шубарколь Комир	11,6	12,0	11,5	12,7	12,5
АрселорМиттал Темиртау	10,0	12,0	11,5	12,7	12,5
Каражыра	8,1	8,2	8,0	7,8	8,4
Майкубен-Вест	4,0	4,3	4,1	3,8	4,1
Шубарколь Премиум	1,0	1,2	1,3	1,7	3,0

Источник: данные компаний

- 2,2 млн тонн увеличения добычи угля на АО «Шубарколь Комир»[2] будут ориентированы на экспорт и на производство низкотемпературного кокса.
- планируется также увеличение добычи на АО «Шубарколь Премиум» на 2 млн. т.

Важным фактором, влияющим на развитие отрасли, являются цены на внутреннем рынке и политика ценового сдерживания, которая влияет на инвестиции в отрасль и модернизацию производства. С учетом перехода на НДТ и реализацией природоохранных мероприятий потребуется ощутимый рост цен. В отличие от цен на другие виды топлива, цены на уголь в Казахстане напрямую не регулируются. Однако правительство сохраняет надзор за ценообразованием и торговлей в угольной отрасли.

В Казахстане транспортировка коммунально-бытового угля по железнодорожной инфраструктуре также субсидируется, поэтому сдерживание цен на него происходит как на уровне добычи, так через стоимость транспортировки.

В *Национальном энергетическом докладе 2021 года* был дан прогноз добычи угля до 2050 года: снижение добычи до 69 млн т к 2050 году и снижение потребления до 56 млн т в 2050 году. Данный прогноз может рассматриваться как один из вариантов развития отрасли, но в целом, ситуация особенно с потреблением угля зависит от доступности и цен на природный газ и решения по строительству АЭС, которое может быть принято на референдуме в ближайшее время.

7.5 Внутреннее потребление угля

Уголь играет важнейшую роль в экономике Казахстана: в 2022 году на него все еще приходилось 52% от совокупного потребления первичных энергоресурсов в стране.

Основными потребителями угля являются угольные электростанции, на потребление которых в 2022 году пришлось 57,5 млн тонн угля, и котельные, которые потребили 6,9 млн тонн угля. Потребление угля промышленным сектором составило 6,0 млн тонн угля, на коммунально-бытовой сектор и население пришлось 11,0 млн тонн угля.

Основу потребления составляют уголь Экибастузского бассейна – на нем работают 10,9 ГВт угольных электростанций, на углях Карагандинского бассейна эксплуатируются 1,9 ГВт угольных мощностей, еще 0,6 ГВт угольных мощностей работают на угле месторождения Каражыра.

Несмотря на то, что в Казахстане продолжается реализация программы газификации и активно идет внедрение ВИЭ, в период до 2040 года уголь останется значимым источником энергии для экономики – особенно в сфере производства электроэнергии.

До 2035 года, несмотря на перевод Алматинских ТЭЦ на природный газ, запланировано строительство четырех новых энергоблоков ГРЭС общей мощностью 2136 МВт и угольной ТЭЦ в г. Кокшетау мощностью 240 МВт, планируется также расширение ряда угольных ТЭЦ.

В результате потребление угля энергетическим сектором может вырасти на 5 млн тонн. Увеличение проектной мощности разреза Богатырь позволяет полностью скомпенсировать данный рост потребления.

Ввод новых мощностей угольных электростанций будет сопровождаться постепенным выводом из эксплуатации энергоблоков ГРЭС с высоким уровнем износа и длительным сроком эксплуатации, кроме того, в случае строительства АЭС угольная генерация на ГРЭС будет постепенно вымещаться.

После 2035 года рост угольных мощностей будет скомпенсирован постепенным выбытием угольной генерации с большим сроком наработки оборудования. Пик внутреннего потребления угля прогнозируется до 2035 года, далее – снижение потребления, которое в большей степени будет зависеть от объемов ввода мощностей АЭС.

В промышленности, особенно в горно-металлургическом секторе, потребление угля будет снижаться, так реализация проекта «Гидрополимет» на Риддерском металлургическом заводе приведет к существенному снижению потребления угля и угольного кокса.

Развитие в Казахстане технологий прямого восстановления железа с использованием природного газа также скажется на снижении потребления угля. Например, АО «ССГПО» реализует в городе Рудном проект строительства завода

2 В настоящее время доля экспорта компании составляет около 60%, на внутренний рынок приходится около 40%.

прямого восстановления железа из железорудного сырья, общей производительностью 1,8 млн тонн металла в год.

Постепенная газификация регионов и населения будет влиять на снижение потребления угля, однако высокая по сравнению с углем стоимость природного газа будет основным сдерживающим фактором для замещения угля природным газом в секторе жилищно-коммунального хозяйства.

Важным фактором внутреннего рынка угля является фактическое сдерживание цен реализации угля с добывающих предприятий и наличие перекрестного субсидирования железнодорожной транспортировки угля. В случае отмены административного сдерживания цен на уголь, цена на уголь на внутреннем рынке оценочно может вырасти на 30-40%. Маловероятно, что регулирование цен на уголь и перекрестное субсидирование транспортировки угля за счет других товаров будет прекращено в ближайшие годы.

Агентство по защите и развитию конкуренции регулярно проводит проверки в отношении любых необычных скачков цен на уголь для бытовых потребителей. В Правительстве периодически обсуждается вопрос о прямом регулировании цен на энергетический уголь на внутреннем рынке, однако данная мера будет иметь негативные последствия для развития угольной промышленности.

7.6 Экспорт угля

Основная часть запасов угля в Казахстане отличается высоким содержанием влаги и золы, что существенно ограничивает возможности его экспорта ввиду требований по содержанию золы и серы на популярных экспортных рынках (Китай и ЕС). Большая часть угля экспортируется в Россию из бассейна Экибастуза, так как угольные электростанции на Южном Урале и в Западной Сибири были спроектированы под сжигание Экибастузского угля.

На протяжении последнего десятилетия Казахстан экспортировал примерно четверть годового объема добычи, но этот показатель постепенно сокращается. В 2010 году экспорт составлял около 31% от объема производства, но в середине десятилетия его доля упала примерно до 25%, а с 2018 года – лишь до 20–21%. Однако в 2020 году экспорт угля вырос до 28% объемов добычи.

За последние пять лет структура экспорта претерпела изменения, если раньше на Россию приходилось 78–80% экспорта угля из Казахстана, то в 2021 году доля России снизилась до 70%. Экспорт угля в Узбекистан вырос до 1,2 млн тонн (5% от объемов экспорта), а доля экспорта в страны дальнего зарубежья выросла до 18% (5,5 млн тонн), увеличение экспорта пришлось на Швейцарию[3] (до 4,3 млн тонн – 14%).

Ситуация с экспортом угля существенно изменилась в 2022 году. Ввиду начавшегося энергетического кризиса только а 2022 год объем экспорта угля в страны дальнего зарубежья вырос до 9,3 млн тонн, наибольший рост пришелся на Швейцарию (до 6 млн тонн), Польшу, Кипр, Турцию и Бельгию.

Перспективы Европейского рынка угля весьма существенны, ожидаемый рост спроса превышает 40 млн тонн, при этом уровень цен с начала военных действий на Украине держится на высоком уровне.

На фоне конфликта на Украине и последующего кризиса с поставкой природного газа в 2022 году наблюдался рекордный рост цен на уголь. Так, ключевая котировка угля, импортируемого в Северо-Западную Европу – API 2[4], достигла исторического максимума 8 марта 2022 года (438,35 $/т), что отражало больше панические состояние на рынке, к осени ситуация стабилизировалась и было достигнуто снижение до 267 $ за тонну угля 28 октября 2022 года.

Рост спроса на уголь в течение зимнего периода 2022 и начала 2023 года в Европейских странах, конечно, привел к росту стоимости угля, однако в горизонте следующих лет стабилизация на рынке энергоресурсов постепенно будет достигнута, что окажет понижающее давление на рынок угля.

Согласно прогнозам McCloskey снижение цены на уголь на рынке Европы будет достигнуто в течение двух лет ввиду стабилизации поставок энергетических ресурсов. Стабилизация поставок энергетических ресурсов даже в условиях затягивания военно-политического кризиса на Украине, будет осуществлена за счет загрузки угольных мощностей в ЕС и постепенного увеличения импорта угля, в том числе из США.

Даже с учетом снижения цены и стабилизации рынка ЕС, поставки угля из Казахстана выглядят весьма перспективными. Компании добывающие шубаркольский уголь (АО «Шубарколь комир» и АО «Шубарколь Премиум») уже за пять лет нарастили добычу угля на 3 млн тонн и в ближайшие три года увеличат добычу на 4 млн тонн. В то же время барьером на этом пути является транзит по территории РФ, который не даёт в полной мере реализовать экспортный потенциал казахстанской угольной промышленности в данном направлении.

Перспективным направление экспорта также является Турция, имеющая планы по строительству угольных электростанций и импортирующая до 58 % от внутреннего спроса на уголь (около 40 млн тонн).[5] Помимо энергетического сектора, крупным потребителем угля является цементная промышленность Турции – страна занимает 7 место в мире по производству цемента.

Турция является одним из крупнейших импортеров угля, ввиду планов по развитию угольной энергетики, цементной отрасли и других потребителей при действующем экологическом законодательстве можно прогнозировать дальнейшее увеличение экспорта казахстанского угля в Турцию.

3 В Швейцарии нет угольных электростанций, очевидно страна не является конечной точкой поставки угля.

4 API 2 рассчитывается, как среднее значение котировки Argus CIF APA и эталона IHS McCloskey NW Europe Steam Coal.

5 По импорту угля Турция занимает 7 место в мире, импорт угольной продукции составляет 4 млрд долл. США.

Таблица 7.2 Экспорт угля по странам 2017–2022 гг, млн. тонн.

		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Уголь каменный (всего), в т.ч.		27526	24170	23143	26552	26617	29710
ЕАЭС	Россия	21292	19734	19777	19594	18913	18972
	Кыргызстан	1080	1033	754	958	486	450
	Беларусь	160	239	389	951	495	450
СНГ	Узбекистан	65	113	121	339	412	488
	Украина	404	371	790	905	793	90
Прочие	Китай	0	0	39	173	86	15
	Бельгия	0	0	0	0	9,8	226
	Болгария	0	0	0	0	23,3	140
	Латвия	0	0	12	2	0,0	735
	Польша	0	41	22	53	156	1530
	Великобритания	18	0	0	11	166	30
	Турция	0	0	11	5	541	856
	Кипр	181	190,5	447	0,0	30,0	753
	Швейцария	761	1390	773	3557	4351	4391
	Финляндия	3450	1034	0	0	0	0
	Эстония	0	0	0	0	0	266
	Прочие	114	24	8	5	156	320
Бурый уголь (всего), в т.ч.		2231	2757	2693	3564	3587	2790
ЕАЭС	Россия	1824	1983	2249	1956	2338	2000
	Кыргызстан	11	3	15	4	15	0
	Беларусь	0	105	45	0	0	0
СНГ	Узбекистан	395	666	384	1604	1233	789
	Прочие	1	1	0	0	1	1

Источник: Министерство финансов РК, Евразийская экономическая комиссия

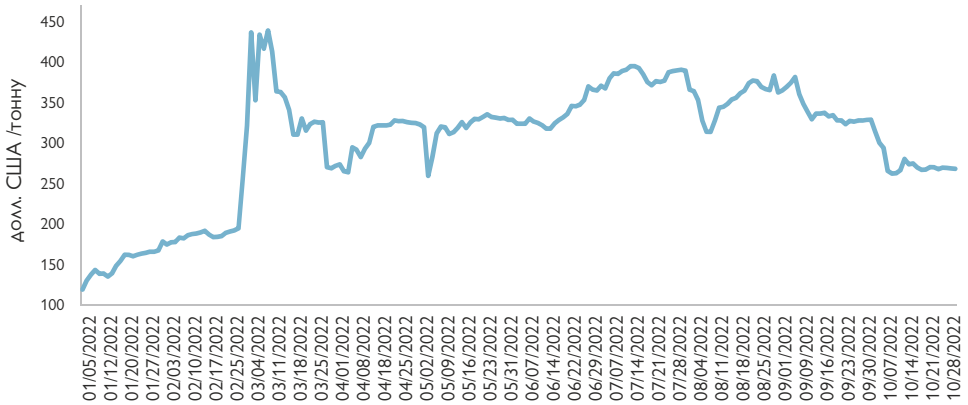
7.7 Транспортировка угля

Тарифы на железнодорожные перевозки в Казахстане регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (КРЕМ). При этом для угля тарифы обычно устанавливаются на уровне ниже среднего показателя для всех остальных грузов, перевозимых по железной дороге, с учетом его существенной доли (25%) в общем объеме железнодорожных перевозок и статуса социально значимого товара.

Тариф на железнодорожные перевозки складывается из трех составляющих: услуги магистральной железнодорожной сети, услуги локомотивной тяги и предоставление в пользование грузовых вагонов (контейнеров). Услуги железнодорожной сети регулируются и с 2021 года дифференцируются по участкам пути (с разделением на электрифицированные и неэлектрифицированные), а регулирование услуг по предоставлению вагонов было отменено в 2017 году. В свою очередь, регулирование услуг локомотивной тяги сохраняется, но с 2021 года действуют дифференцированные тарифы для разных видов тяги (с разделением на тепловозную и электровозную) и топлива. По данным казахстанской национальной железнодорожной компании «Казахстан темир жолы» (КТЖ), тариф на локомотивную тягу с использованием нефтепродуктов (дизельного топлива) в 4,6 раза превышает аналогичный тариф для использования угля.

В декабре 2020 года КРЕМ утвердил новые тарифы на грузовые перевозки по железной дороге на 2021–2025 годы, указав, что в 2021 году средний тариф вырастет на 13%, а тарифы для угля и зерна при этом повысятся лишь на 4-6% (что, по сути, соответствует прогнозному уровню инфляции). Помимо этого, в КТЖ грузовые операции официально отделены от пассажирских перевозок, и перекрестное субсидирование пассажирских перевозок теперь явно обозначено.

Рисунок 7.3 Изменение котировки API2 с января по октябрь 2022 года.



Источник: investing.com, Argus Media

7.8 Аварии на угольных шахтах

Угли карагандинского бассейна характеризуются высоким содержание метана, а добыча сопровождается постоянными авариями с тяжелыми травмами и смертями шахтеров. Несмотря на законодательное требование по дегазации угольных пластов перед их шахтной разработкой, ежегодно на угольных шахтах АО «АрселорМиттал Темиртау» (АМТ) происходят аварии с человеческими жертвами. Так, 17 августа 2023 года на шахте «Казахстанская», принадлежащей АМТ, произошел пожар в момент которого под землей находилось 227 человек. В результате аварии на шахте «Казахстанская» погибло пять человек. В 2022 году в результате аварии на шахте имени Ленина погибло пять человек, а авария на шахте Абайская в 2021 году унесла жизнь 6 горняков.

Для сравнения, согласно данным департамента труда США (US Department of Labor) при добыче около 590 млн тонн угля в 2020 году погибло 5 шахтеров, а в Казахстане только в компании АрселорМиттал Темиртау добывшей 8 млн тонн угля в 2022 году погибло шесть шахтеров.[6]

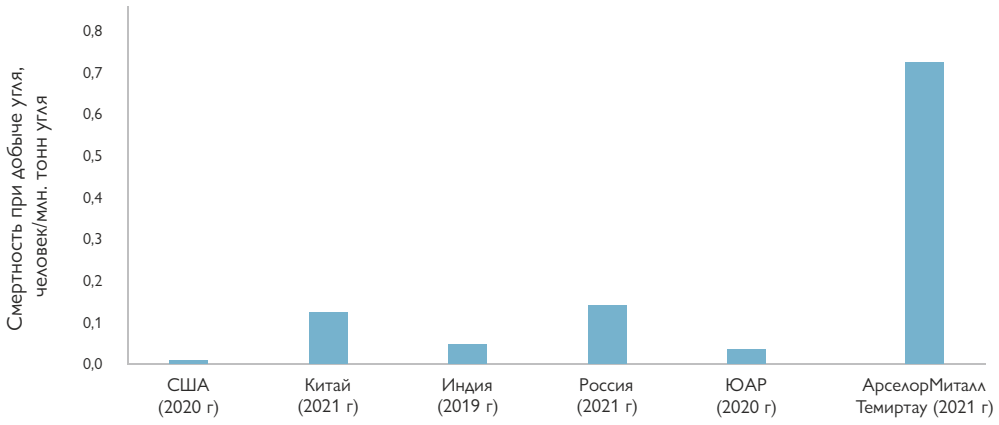
Но трагедия на шахтах не исключение в практике компании, по данным парламентариев за 15 лет деятельности «АрселорМиттал Темиртау» погибло уже более 100 человек.

Как утверждает Басин В. Б. – заместитель акима Карагандинской области: - «Инвестиций именно в замену оборудования, в модернизацию оборудования, вывод из эксплуатации оборудования, которое отработало парковый ресурс, сделано очень мало. В последние три года инвестиции в среднем составляют 100 миллиардов тенге (прим. около 210 млн долл. США). Но, учитывая объёмы комбината, его состав, это и угольный департамент – 8 шахт, включая заводы наземные, и рудный департамент с 4 рудниками. С теми проблемами, которые мы сегодня имеем, этого недостаточно».[7]

Характерно, что данные национальной статистики показывают в Казахстане существенную динамику снижения смертности на производстве, а в компании АМТ, такой картины не наблюдается – смертность достигает 4 человек в год на каждые 10 тыс. работников.

В результате постоянных аварий на предприятиях АМТ президент Казахстана К.-Ж. Токаев поставил под сомнение дальнейшее пребывание данного инвестора в Казахстане. Продолжающиеся аварии на указанных предприятиях

Рисунок 7.4 Смертность при добыче угля, смертей на 1 млн тонн добычи угля



Источник: Energyprom.kz

6 Правительственная комиссия, занимавшаяся расследованием взрыва на шахте «Абайская», пришла к мнению, что вина за трагедию полностью лежит на компании «АрселорМиттал Темиртау».

7 https://24.kz/ru/news/social/item/551039-na-predpriyatiyakh-amt-za-15-let-pogibli-bolee-100-chelovek.

свидетельствуют о серьезном нарушении ею своих инвестиционных и прочих обязательств с соответствующими последствиями для последующего пребывания на казахстанском рынке.

В настоящее время Правительство Казахстана ведет переговоры с акционерами компании «АрселорМиттал» о прекращении их деятельности в стране и продаже актива.

7.9 Развитие угольной промышленности Казахстана

Наращивание объемов добычи угля сопровождается также технологическим развитием угледобывающих предприятий, созданием производств с глубокой переработкой угля и развитием внутреннего рынка угольной продукции, в частности угольного полукокса (спецкокс).

В Казахстане из коксующихся углей производится кокс, используемый в производстве, стали и чугуна. Кокс также широко применяется при производстве других металлов, включая алюминий и медь. Весь кокс, производимый в Казахстане, полностью потребляется металлургическим производством АО «АрселорМиталл Темиртау».

Основной объем полукокса потребляется на внутреннем рынке, при этом такие предприятия как АО «Аксуский завод ферросплавов» (Павлодарская область), АО «Актюбинский завод ферросплавов» (Актюбинская область), ТОО «Казцинк» (Восточно-Казахстанская область) основной объём потребляемого полукокса импортируют из России.

Россия является ключевым поставщиком полукокса в Казахстан, при этом ввиду ужесточения в Китае экологических требований с 2020 года производство полукокса снижается и увеличивается импорт из России. Российским производителям более выгоден рынок Китая и Индии, чем поставки в Казахстан, поэтому объемы поставок в Казахстан постепенно сокращаются с 2020 года.

Основным производителем полукокса, используемого в металлургической промышленности, является завод АО «Шубарколь комир», на котором в 2020 году выпущено 212,5 тыс. тонн полукокса. До 2024 года АО «Шубарколь комир» планирует строительство в Карагандинской области ещё одного завода по производству полукокса с проектной мощностью 400 тыс. тонн в год и 70 тыс. тонн угольной смолы и масла в год, получаемых из угля Шубаркольского месторождения. Планируется также запуск ТОО «Темир кокс» с проектной мощностью 43 тыс. тонн полукокса в год.

Наращивание производства полукокса перспективно и позволяет казахстанской промышленности полностью перейти на использование собственной продукции.

В части технологического развития с учетом планов по переходу на принципы НДТ, в настоящее время для отрасли рекомендуется рассматривать следующие направления:

Сухой метод обогащения угля

Технологии сухого обогащения угля предполагают обогащение без применения воды. К таким установкам относятся оборудование для пневматического, магнитного и электромагнитного обогащения угля.[9]

Принцип работы установки пневматического обогащения угля заключается в разделении частиц по плотности в восходящем потоке воздуха. Во время сепарации происходит разделение частиц по заданной границе плотности. Установка позволяет отделять пустую породу и высокозольный уголь от низкозольного угля. Установки пневматического обогащения могут быть достаточно компактными, поэтому в перспективе они могут быть установлены непосредственно на разрезах или в шахтах.

Сухое обогащение угля применяется на месторождении «Каражыра» на обогатительном комплексе FGX-24A (производительность 240 тонн/час), что позволило увеличить объем добычи на 300–400 тыс. тонн угля в год. Установка сухого обогащения планируются к внедрению в опытно-промышленную эксплуатацию на ТОО «Богатырь Комир».

Конвейерная транспортировка

Конвейерная транспортировка характеризуется наименьшими трудозатратами среди всех видов карьерного транспорта.

Ленточные конвейеры служат для транспортирования угля, пустой породы и породы из проходческих, вскрышных и добычных забоев по горизонтальным и наклонным выработкам внутри горных предприятий, для подъема их на поверхность и для последующего перемещения к обогатительной фабрике, к погрузочному пункту внешнего транспорта или непосредственно к потребителю, а породы — в отвал. Представляет собой конструкцию, состоящую из опорных стоек, приводного и натяжного барабанов, приводного оборудования, промежуточных опорных роликов и кольцевой ленты, по которой непосредственно перемещаются грузы.

Внедрение конвейерных линий позволяет существенно сократить затраты на транспортировку и снизить выбросы загрязняющих веществ и пыление (конвейеры с закрытым кожухом).

Цифровая модель месторождения

При разработке угольных месторождений важным фактором является наличие актуальной модели месторождения, его структуры, отвалов, насыпей и т.д.

Для повышения эффективности маркшейдерских работ имеет смысл применение геодезических беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для осуществления съемки с воздуха и соответствующего программного обеспечения, позволяющего интерпретировать снимки и облако точек в 3D-модель.

Применение БПЛА вкупе с современным программным обеспечением для моделирования угольных разрезов позволит увеличить эффективность маркшейдерских работ, сократить время на их проведение, увеличить их частоту и точность. В свою очередь наличие актуальной модели разреза, знание его геологии, структуры и объемов насыпей и отвалов повысит эффективность планирования разработки месторождения.

9 В России из 62 крупных углеобогатительных фабрик 2 работают на технологии сухого обогащения.

Системы промышленной безопасности

Обеспечение безопасности труда и производства является важнейшей задачей, так как человеческая жизнь является важнейшей ценностью. Ценности человека, его жизни, прав и свобод для государства посвящена статья 1 Конституции Республики Казахстан.

Добыча угля связанна с круглосуточным перемещением большого количества техники и транспорта, актуальными технологиями в области промышленной безопасности являются:

- система контроля усталости водителя позволяет распознавать степень концентрации водителя, выявлять факты курения, использования мобильных устройств во время вождения. При обнаружении каких-либо отклонений система предупреждает водителя, а также передает информацию в диспетчерский пункт;
- система предупреждения сближения техники и человека позволяет свести к минимуму риски наезда техники на человека за счет сигнализации о сближении как самому человеку, так и водителю или оператору техники;
- камеры кругового обзора облегчают маневрирование карьерной техники и транспорта, а наличие видеорегистраторов повышает бдительность водителей и позволяет точно определить нарушения в случае инцидента;
- персональные GPS-треккеры с тревожной кнопкой SOS позволяют контролировать расположение людей на разрезе и дают возможность работникам сигнализировать в диспетчерскую при экстренных случаях угрозы жизни и здоровью.

В части технологий, которые могут быть отнесены к НДТ, рекомендуется рассматривать следующие направления:

Подавление выбросов пыли

Во время горнодобывающих работ воздействие загрязнения воздуха можно свести к минимуму с помощью современных методов планирования горных работ и специального оборудования.

Уровень пыли можно контролировать путем распыления воды на дороги, склады и конвейеры. Можно также предпринять и другие шаги, в том числе оснастить буровые установки системами сбора пыли и приобрести дополнительную землю вокруг рудника в качестве буферной зоны. Деревья, посаженные в этих буферных зонах, также могут свести к минимуму визуальное воздействие горнодобывающих работ на местные сообщества.

ТОО «Богатырь Комир» принимает меры по снижению выбросов пыли из своих карьеров, поскольку они наносят прямой вред здоровью сотрудников. Компания установила экспериментальную туманообразующую установку, которая с помощью насоса высокого давления преобразует дренажную и пресную воду в туман. Затем этот туман улавливает и осаждает угольную пыль, предотвращая ее распространение. Компания планирует внедрить еще шесть таких установок.

Очистка сточных и карьерных вод

При разработке угольных месторождений образуется большое количество карьерных вод.

Предприятия работают над улучшением управления водными ресурсами, стремясь снизить спрос за счет эффективности, технологий и использования воды более низкого качества и оборотной воды. Загрязнение воды контролируется путем тщательного отделения водного стока с ненарушенных территорий от воды, содержащей отложения или соль из горных выработок. Очищенные сточные и карьерные воды можно сбрасывать в окружающие водоемы, и возможно повторно использовать в таких процессах, как пылеподавление и полив лесонасаждений.

Существуют методы управления шахтами, которые могут свести к минимуму кислотный дренаж шахт (AMD), а эффективная конструкция шахт может предотвратить попадание воды в материалы, образующие кислоту, и помочь предотвратить возникновение AMD.

Борьба с выбросами метана

Хотя основная доля угля в совокупном объеме выбросов ПГ и выбросов в атмосферу в Казахстане приходится на его сжигание при производстве электрической и тепловой энергии, значительное воздействие на окружающую среду, включая качество воздуха, размещение твердых отходов и сброс сточных вод, оказывает также добыча угля (как шахтным, так и карьерным способом). Самый существенный объем выбросов ПГ в ходе угледобычи связан не столько с использованием топлива на объектах, сколько с выбросами метана CH_4, который выделяется из шахт и отвалов во время добычи, транспортировки и обогащения угля.

При этом измерение выбросов метана в процессе добычи угля остается проблематичным. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), около 40 млн тонн выбросов метана ежегодно во всем мире приходятся на угледобычу, что делает ее крупнейшим отдельно взятым источником таких эмиссий в энергетике (хотя этот показатель ниже, чем доля нефтяной и газовой отраслей в совокупности).

Необходимо обратить внимание на использование технологий термического окисления для снижения концентрации метана, выделяющегося при вентиляции воздуха (МУШ), также способно сыграть важную роль в сокращении выбросов. Хотя это и не новая технология: коммерческое применение регенеративного каталитического окисления (РКО) и регенеративного термического окисления метана МУШ впервые состоялось на заводе BHP Billington в Вест-Клиффе в 2007 году.

Самый эффективный способ контроля выбросов шахтного метана — это дегазация угольных пластов с помощью пробуренных скважин еще до того, как метан попадет в горные выработки. Требование по дегазации угольных пластов перед их шахтной разработкой являются требование законодательства Казахстана. Так в статьей 153 «О недрах и недропользовании» запрещается разработка месторождений угля с повышенным уровнем природной метаноносности угольных пластов без проведения необходимых мероприятий по заблаговременной дегазации, программ по вентиляции и пластовой дегазации с последующей утилизацией полученного метана, обеспечивающих снижение содержания метана в угольных пластах до установленных нормативов.

7.10 Основные выводы и рекомендации

- Уголь в ближайшие десять лет сохранит свое главенствующее значение для экономики Казахстана;
- Экспортный потенциал с учетом растущего спроса в ЕС и Турции остается высоким, что позволяет наращивать объемы добычи угля Шубаркольского месторождения;
- Политика сдерживания цен на внутреннем рынке угля ограничивает возможности угледобывающих компаний к развитию и модернизации;
- С учетом развитого металлургического комплекса перспективно развитие производства низкотемпературного полукокса;
- Переход угольных месторождений на принципы НДТ и потребует инвестиций и роста цена на уголь, необходимо повышение подготовить общественность к необходимому росту цен.

10 Метан угольных шахт (МУШ) считается крупнейшим источником выбросов в горнодобывающей промышленности.



ГЛАВА 8

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

АВТОРЫ ГЛАВЫ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ «AVANTGARDE ADVISORY» И SEEPX ENERGY

8.1 Ключевые моменты

► В 2022–2023 годах на энергетических объектах Казахстана произошло несколько крупных аварий. В городе Экибастузе из-за аварии в системе теплоснабжения была объявлена чрезвычайная ситуация, значительные проблемы наблюдались также в работе Риддерской ТЭЦ. Ряд других аварий на электростанциях и в системе электроснабжения приводил к ограничениям в деятельности промышленности. По результатам анализа аварий, Правительством Казахстана принято решение законодательно оформить возможность изъятия энергообъектов у собственников в случае ненадлежащего состояния и эксплуатации.

► Министерством энергетики в 2023 году был завершен масштабный технический аудит состояния всех электростанций (включая ТЭЦ) в Республике Казахстан, по результатам которого международные консультанты определили крайне высокую степень износа основного оборудования ТЭЦ. Однако методика проведения аудита и полученные результаты вызывают вопросы у специалистов, поскольку, исходя из данных, собранных входе подготовки настоящего доклада, ситуация с основным оборудованием электростанций не выглядит настолько критической, как это было определено в ходе аудита. Более 47% турбин введены после 1991 года, но, на наш взгляд, основная проблема электростанций связана с высоким износом вспомогательного оборудования и инфраструктуры,[1] на которое сейчас не распространяется механизм модернизации через рынок мощности.

► Тарифы на теплоснабжение, сдерживаемые государственным регулированием, не покрывают необходимого объема замены тепловых сетей, что влияет на частоту аварий и потери в тепловых сетях. Большинство тепловых сетей находится на балансе местных исполнительных органов, и часть ремонтного фонда (до 50%) напрямую покрывается за счет бюджета городов. В результате, тепловые сети, находящиеся в частной собственности, ввиду тарифных ограничений не могут модернизироваться должным образом. Так, именно 14% тепловых сетей, находящихся в частной собственности, изношены более чем 77%. В городах Экибастуз и Риддер тепловые сети принадлежали частным компаниям, а на Петропавловской ТЭЦ-2, где из семи турбин три турбины установлены после 2013 года, авария произошла именно на вспомогательном оборудовании – дымовой трубе.

► Проблемы тарифных ограничений сказываются и на секторе передачи электрической энергии, где уровень износа электросетевых объектов РЭК в 2022 году превысил 65%. Производство и передача тепловой энергии, и передача электроэнергии относится к сфере регулирования естественных монополий, где, несмотря на внедрение принципов RAB-регулирования,[2] фактически остается подход «затраты плюс». Более того, определяемая прибыль по действующим правилам формирования тарифов не может быть выплачена акционерам в качестве дивидендов, а должна быть направлена на реализацию инвестиционной программы. В результате работа сетевых компаний осуществляется фактически с нулевой прибылью для владельцев, которые в ряде случаев получают доход за счет непрозрачных схем ведения деятельности и закупок. Более того, ввиду несовершенства, применяемого в большинстве случаев затратного метода тарифного регулирования, сетевым компаниям утверждают тарифы без учета источника для оплаты корпоративного подоходного налога, вследствие чего, предприятия вынуждены изыскивать источник из прибыли, предназначенной на инвестиционные вложения. Таким образом, сокращаются источники для инвестиций, что чревато санкциями за неисполнение инвестиционных обязательств.

► Несмотря на усилия Правительства по модернизации генерирующих и сетевых объектов, отрасль характеризуется существенной степенью износа основных фондов, сравнительно низкой эффективностью генерации (33-35%), высокой величиной потерь электроэнергии при передаче электроэнергии (8%), а также проблемой дефицита маневренных мощностей для регулирования суточного графика и балансирования ВИЭ.

► Прогнозы по дефициту электроэнергии, возникшие на волне роста цифрового майнинга, а также релокации производств и компаний из России в 2022 году, вероятно преждевременны, если учитывать резервы мощностей, в том числе в энергодефицитной Южной энергозоне, где загрузка Жамбылской ГРЭС[3] остается достаточно низкой (КИУМ 20-34%). В северной энергозоне в 2024 году будет запущен после модернизации 1 блок Экибастузской ГРЭС-1 установленной мощностью 515 МВт, что скомпенсирует рост нагрузки энергосистемы.

► Проблемы надежности электроснабжения в Западной энергозоне могли быть частично решены путем участия в поддержании частоты энергосистемы мощностей газотурбинных электростанций месторождения Тенгиз, общая установленная мощность которых составляет 488 МВт. Решением проблемы энергоснабжения Западной зоны также является техническое перевооружение МАЭК со строительством высокоэффективных парогазовых установок.

В результате, первоочередными задачами, стоящими перед электроэнергетической отраслью, является реформирование тарифной политики, сдерживающей модернизационные процессы и развитие нормативно-правовой базы для повышения прозрачности инвестиционных и операционных затрат.

► Коренным изменением рыночной модели электроэнергии и мощности Казахстана является переход в 2023 году к механизму Единого закупщика электроэнергии, рассмотрен-

1 Котельные, градирни, мазутное хозяйство, здания и сооружения и т.д.

2 Метод стимулирующего тарифообразования на основе доходности регулируемой базы капитала (Regulated Asset Base - RAB). Тарифы формируются исходя из прибыли и операционных затрат, при этом прибыль напрямую зависит от стоимости активов, непосредственно занятых в предоставлении услуг. Такой подход стимулирует инвестиции.

3 Установленная мощность электростанции 1230 МВт, располагаемая мощность 1107 МВт.

ному в предыдущем выпуске доклада. Единый закупщик электроэнергии осуществляет ежедневный закуп электроэнергии у электростанций на основе конкурентного отбора и продажи потребителям электроэнергии по усредненной по времени суток цене. Если для свободного рынка отбор предложения ведется фактически по одному фактору – цене, то сами принципы свободного рынка не позволяют эффективно усложнять рыночный отбор за счет других факторов, необходимых для получения системных эффектов. Напротив, механизм Единого закупщика электроэнергии позволяет внедрить на цифровых технологиях принципы многокритериальной оптимизации,[4] что в будущем может дать значительный системный эффект и превзойти по эффективности механизмы свободного рынка. Одновременно с Единым закупщиком электроэнергии был запущен в реальном режиме балансирующий рынок электроэнергии.

► В части долгосрочного развития электроэнергетики в 2023 году было принято важнейшее политическое решение о проведении референдума о строительстве АЭС. Атомная энергетика может стать основой для замещения угольных мощностей, доминирующих в производстве электроэнергии в Казахстане. Газификация регионов и возможные дополнительные поставки газа из России могут существенно повлиять на замещение угольных котельных и ТЭЦ в центральном и восточном Казахстане. Энергетический «поворот» для Казахстана – это не только развитие ВИЭ, но и расширение мощностей газовой генерации и строительство АЭС.

► Развитие новой генерации, будь то атомные электростанции, высокоэффективные парогазовые или новые угольные энергоблоки, потребует тарифов, достаточных для окупаемости долгосрочных инвестиций и прозрачности самого процесса тарифообразования. Ускорение модернизации и обновления основных фондов объектов электроэнергетики также требует реформ. В настоящей главе будут рассмотрены не только проблемы отрасли, но и предложены направления изменений в законодательстве.

8.2 Сведения об электроэнергетике

Электроэнергетика Казахстана является крупнейшей в регионе Центральной Азии. Установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2023 года, по данным Системного оператора (АО «KEGOC»), составила 24,5 ГВт, при этом основу генерации (свыше 79%) составляют тепловые электростанции (ТЭС) совокупной мощностью 19,4 ГВт, представленные угольными (13,4 ГВт) и газовыми (6,0 ГВт) мощностями.

В стране эксплуатируется 64 ТЭС, в том числе: 37 ТЭЦ, обеспечивающих тепловой энергией население и промышленных потребителей, 6 конденсационных электростанций, 11 газотурбинных, 8 газопоршневые станций и 2 парогазовые установки (ПГУ).

Развитие нефтегазового комплекса на западе страны привело к постепенному росту доли газовой генерации в энергобалансе, а принятая в 2014 году законодательная база по поддержке возобновляемых источников энергии (ВИЭ) позволила нарастить мощности данных электростанций, к которым, согласно законодательству, относятся ветровые, солнечные, малые гидроэлектростанции и биогазовые электростанции.

На текущий момент в стране уже запущено 130 объектов ВИЭ общей мощностью 2388 МВт, из них 46 ветровых электростанций (ВЭС), 44 солнечные электростанции (СЭС), 37 малых гидроэлектростанций[5] и 3 биогазовые электростанции. До конца 2025 года планируется увеличить мощность ВИЭ до 2900 МВт.

В целом, с 2014 года прирост установленной мощности электростанций к 2022 году составил 3,6 ГВт (17%), при этом на возобновляемые источники энергии пришлось более 2,4 ГВт.

Развитие нестабильных источников энергии, таких как ветровые и солнечные электростанции, зависящих от погодных условий, требует балансирования со стороны маневренных электростанций, дефицит которых в Казахстане отмечался еще до 2014 года.

В 2022 году были проведены аукционы по отбору проектов строительства маневренных электростанций общей мощностью 1716,5 МВт: ПГУ Кызылорда 240 МВт, ПГУ Туркестан 926,5 МВт, ПГУ Алматы 480 МВт и ПГУ Жезказган 70 МВт. Ввод данных электростанций возможен не ранее середины 2026 года, но до этого времени прирост мощностей нестабильных источников (ВЭС и СЭС) составит около 487 МВт, что создаст дополнительную нагрузку на регулирование энергосистемы.

Общая мощность новых маневренных источников после 2026 года будет достаточной для частичного преодоления дефицита маневренной мощности, однако необходимо развитие гидрогенерации как наиболее эффективного маневренного источника. По планам развития гидроэнергетики до 2030 года предполагается строительство двух контррегулирующих ГЭС: Кербулакской ГЭС (контррегулятор для Капчайгаской ГЭС) и Булакской ГЭС (контррегулятора Шульбинской ГЭС), Семипалатинской ГЭС.

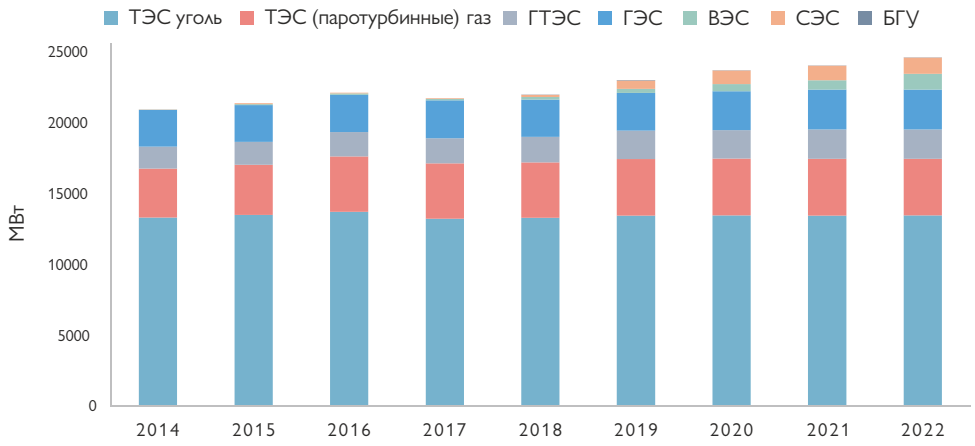
Внедренная в 2018 году в рамках государственной поддержки ВИЭ система аукционных торгов по конкурентному отбору проектов оказалась эффективным механизмом для снижения тарифов на поддержку ВИЭ, что позволило уже ввести новых мощностей более 1900 МВт.

Помимо поддержки ВИЭ, в рамках действующего законодательства появился ряд отдельных проектов, тарифная поддержка которых вводится в действие за счет межправительственных соглашений, а балансирование осуществляется за счет предусмотренных в проектах систем накопления энергии (СНЭ). В 2023 году было подписано межправительственное соглашение с Францией на строительство ВЭС с СНЭ мощностью до 1000 МВт (совместный проект с Total), также подписано соглашение о принципах по строительству

4 Многокритериальная оптимизация —раздел математического программирования по поиску наилучшего (оптимального) решения, удовлетворяющего нескольким несводимым друг к другу критериям.

5 ГЭС с установленной мощность до 35 МВт, при этом прочие ГЭС согласно законодательству не относятся к ВИЭ.

Рисунок 8.1 Динамика изменения мощностей и структура производства электроэнергии по видам топлива.



ВЭС с СНЭ мощностью до 1000 МВт (совместный проект с Masdar).

В 2021 году внесены поправки в законодательство, фактически приравнивающие мусоросжигающие электростанции[6] к ВИЭ. В этом же году состоялись аукционы на строительство мусоросжигающих электростанций с планом ввода 100,8 МВт. Аукционы с одним участником были признаны состоявшимися, причем с тарифом на электроэнергию в 172,71 тенге/кВт*ч без НДС, что на порядок выше тарифов ВИЭ. Если бы мусоросжигающие электростанции были бы построены, финансовая нагрузка на их поддержку обходилась бы в 130 млрд тенге ежегодно, что сопоставимо со всеми текущими затратами на поддержку ВИЭ в Казахстане. Однако в апреле 2023 года правительством было объявлено об отказе от планов по строительству мусоросжигающих электростанций.

В целом, действующая система поддержки ВИЭ привела к вводу значительных мощностей ветровых (1100 МВт) и солнечных электростанций (1085 МВт), которые относятся к нестабильным источникам энергии (зависят от погодных условий) и соответственно требуют балансирования со стороны маневренных электростанций или накопителей электроэнергии. Затраты на балансирование нестабильных источников энергии являются скрытой частью затрат на поддержку ВИЭ. Применение систем накопления энергии для балансирования ветровых и солнечных станций не является самым оптимальным решением, ввиду высокой стоимости аккумулирующих систем и технических ограничений в их эксплуатации. В идеальном случае, в рамках регионального сотрудничества балансировать нестабильную генерацию можно было бы за счет строительства специальных балансирующих гидроэлектростанций в Кыргызстане и Таджикистане, но такое решение находится больше в политической плоскости и в целом интеграционных процессов в регионе Центральной Азии.

В части региональной структуры энергосистема Казахстана разделена на три энергетические зоны – объединение Северной и Южной энергетических зон, соединённых тремя линиями 500 кВ, и Западную энергетическую зону (далее – Западная энергозона), работающую фактически обособленно. Особенностью энергетических зон является формирование генерации по типу доступного топлива.

- В Западной энергетической зоне, где размещены ключевые нефтегазоносные месторождения страны, эксплуатируются только ТЭС на газе, при этом часть электростанций являются собственными источниками электроэнергии нефтегазовых месторождений и не поставляют электроэнергию в сеть. Регион также имеет возможность покрывать часть потребления за счёт импорта электроэнергии из ЕЭС России. Так, Атырауский энергоузел имеет связь с ОЭС Юга (Астраханским энергоузлом) ЕЭС России по ВЛ-110 кВ, а Западно-Казахстанская область имеет связи с ОЭС Средней Волги ЕЭС России по трем ВЛ 220 кВ.
- В Северной энергозоне сосредоточены основные угледобывающие месторождения, в том числе крупнейший в мире угольный разрез «Богатырь». Основу профицитной Северной энергозоны составляет угольная генерация, в том числе все угольные КЭС[7] (называемые по традиции ГРЭС), а также гидроэлектростанции восточного Казахстана. В Северной энергозоне сосредоточено порядка 70% всех генерирующих мощностей страны. Наличие развитой электрической сети 220-500-1150 кВ, в том числе связывающей ЕЭС Казахстана и ОЭС Сибири ЕЭС России, позволяет передавать электроэнергию как в Южную энергозону, так и обмениваться перетоками с ЕЭС России. В Северной энергозоне сосредоточены основные промышленные потребители электроэнергии, в том числе предприятия горно-металлургического комплекса.
- Южная энергозона является дефицитной. С точки зрения потребления электроэнергии эта зона с наибольшей численностью населения, при этом состав генерации разнообразен и характеризуется наличием как угольной, так и газовой генерации, а также гидроэнергетикой. Примечательно, что по развитию малой гидроэнергетики

6 В законодательстве называемые - энергетической утилизации отходов.

7 конденсационная электростанция (КЭС) - тепловая электростанция, производящая только электроэнергию.

зона является лидером в стране. Дефицит Южной энергозоны (11,5 млрд кВт*ч) покрывается перетоками с Северной энергозоны. Ввиду климатических условий она является наиболее подходящей для развития солнечной и ветровой генерации. Однако, существующие проблемы регулирования и балансирования ввиду отсутствия резервов маневренных источников не позволяют пока использовать имеющийся природный потенциал.

В Южной энергозоне расположена крупнейшая газовая КЭС - Жамбылская ГРЭС, которая с 1992 года работает в неэффективном режиме на пониженной нагрузке, вызванной проблемами с поставками природного газа (изначально, из Узбекистана). При этом ввод магистрального газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент в 2015 году не решил проблемы недозагрузки[8] мощностей этой газовой ГРЭС. Ценовое давления со стороны угольных КЭС Северной зоны приводит к ситуации существенной недозагрузки газовой генерации даже в условиях энергодефицитной Южной энергозоны. Безусловно, для запуска всех блоков Жамбылской ГРЭС потребуются инвестиции в модернизацию, но простой такого мощного источника в энергодефицитной зоне значительно снижает надежность электроснабжения.

Таким образом, дисбаланс в энергетических зонах наблюдается, прежде всего, в размещении мощностей. В Северной энергозоне установленная мощность электростанций 16,4 ГВт, а в Южной всего 4,5 ГВт. Дефицит Южной энергозоны покрывается тремя линиями 500 кВ транзита «Север-Юг», однако на данном маршруте отмечается периодическая перегрузка линий электропередач.

В настоящее время принят план полного объединения всех трех энергетических зон за счет строительства ВЛ 500 кВ «Атырау-Актобе» протяженностью около 500 км.

Казахстан занимает девятое место в мире по площади территории, поэтому передача электроэнергии по протяженным электрическим сетям характеризуется относительно высокими потерями. Электросетевая инфраструктура национального оператора магистральных электрических сетей KEGOC представлена сетями напряжением 500 – 220 кВ общей протяжённостью более 26 тыс. км и сетями региональных электросетевых компаний 220 – 10/6 кВ общей протяжённостью более 250 тыс. км. Протяженная электросетевая инфраструктура приводит к высокой (>8%) величине потерь электроэнергии при передаче.

Электроэнергетика Казахстана включает также производство и передачу тепловой энергии. Источниками теплоснабжения являются 37 ТЭЦ, 63 крупных и 2200 малых котельных, при этом около 60% центрального теплоснабжения приходится на ТЭЦ. Передача тепла осуществляется по тепловым сетям

Рисунок 8.2 Карта энергетической инфраструктуры Казахстана.



Confidential. © 2021 SEEPX Energy Limited. All rights reserved
No portion of this report may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent. ID: SPX160621-1

8 Дефицит Южной энергетической зоны составляет около 12 млрд кВт*ч, загрузка Жамбылской ГРЭС на мощность до 80% может снизить дефицит на 6 млрд кВт*ч.

(магистральным и квартальным) общей протяжённостью более 12 тыс. км. Для отрасли характерны высокие потери при передаче тепловой энергии, которые могут достигать 30% (по данным официальной статистики – 17%), низкий коэффициент полезного действия (КПД) теплоисточников и высокая степень износа основного оборудования. В среднем по стране износ теплосетей составляет более 60%, при этом тепловые сети находящиеся в частном владении, изношены более чем на 77%, что обуславливается значительными тарифными ограничениями.

8.2.1 Производство электроэнергии

По данным Системного оператора (АО «KEGOC») производство электроэнергии в Казахстане в 2022 году составило 112, 9 млрд кВт*ч, что на 1,3% меньше, чем в 2021 году. При этом снижение производства пришлось на Северную энергетическую зону (3,9 млрд кВт*ч).

В структуре производства электроэнергии в Казахстане доминирует угольная генерация, на долю которой приходится 68,2% от общего объема производства электроэнергии в стране. Газовые электростанции производят 20,1% электроэнергии, гидроэлектростанции - 8,1%, а на ветровые и солнечные электростанции приходится 2,1% и 1,6% производства электроэнергии соответственно, см Рисунок 8.3.

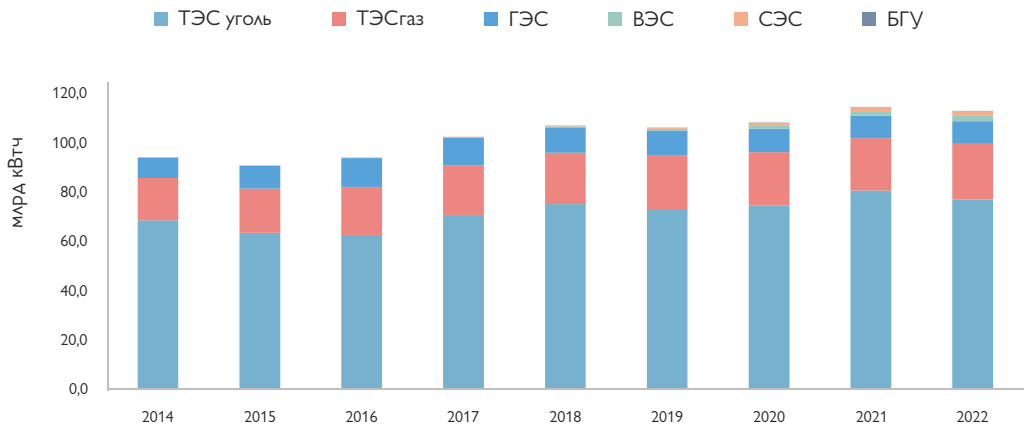
создают определенный задел для снижения величины потребления электроэнергии на собственные нужды.

Тепловые электростанции Казахстана в рамках выполнения инвестиционных обязательств проводят постоянное обновление основных фондов, но преимущественно турбинного оборудования (см. Рисунок 8.4). Так, общая мощность турбин ТЭС, установленных после 1991 года, составляет 9,1 ГВт или 47% от общей установленной мощности ТЭС.

Объемы инвестиций в модернизацию через механизм рынка мощности пока существенно меньше ежегодных инвестиций в отрасль в период 2009 - 2015 гг.

Обновление основных фондов ТЭЦ также происходит не в полной мере, особенно в части вспомогательного оборудования. Высокая доля износа на ТЭЦ наблюдается именно на вспомогательном оборудовании. В рамках модернизации через тариф на мощность вспомогательное оборудование не включается в программы модернизации. Авария с обрушением дымовой трубы на Петропавловской ТЭЦ-2 произошла из-за отсутствия капитального ремонта поясов труб. Важно отметить, что при расчете тарифа на мощность при модернизации электростанций отсутствует единая методика расчета, и для каждого проекта тарифы рассчитываются разными способами, что не обеспечивает гарантии возврата инвестиций.

Рисунок 8.3 Структура производства электроэнергии 2014 – 2022 гг.



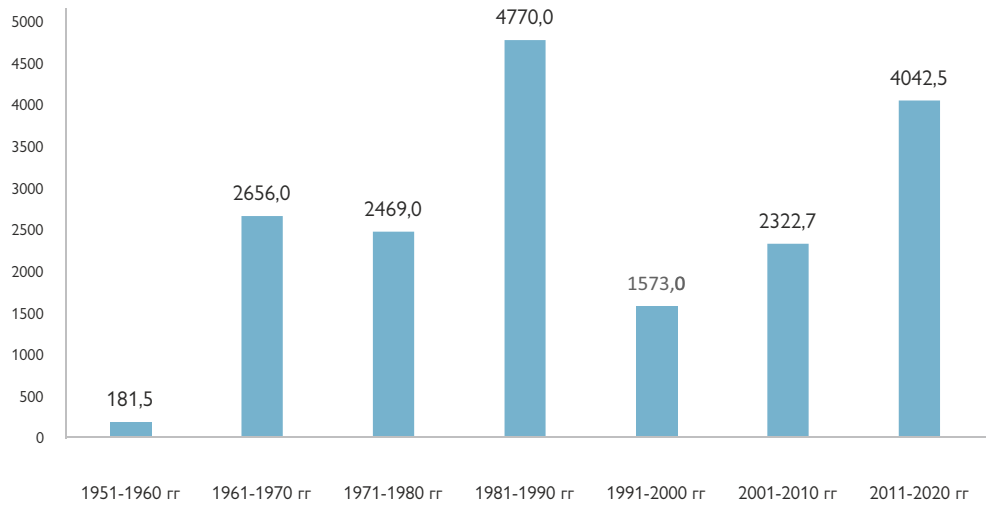
С 2014 года общее производство электроэнергии выросло на 20% (18,9 млрд кВт*ч), при этом доля выработки угольной генерации снизилась с 72,9% до 68,2% за счёт развития ВИЭ и газовой генерации. Необходимо отметить, что в 1990 году доля угольной генерации составляла более 80%. При этом особенностью электроэнергетики Казахстана является то, что более 60% потребления электроэнергии приходится на промышленность.

Работа ТЭС сопровождается потреблением электроэнергии на собственные нужды. Если для угольных КЭС потребление электроэнергии на собственные нужды составляет 5–6%, то для ТЭЦ, отпускающих ещё и тепловую энергию, потребление электроэнергии на собственные нужды составляет 11–17%. Обновление оборудования и оптимизация работы

Угольным электростанциям Казахстана, помимо модернизации, согласно требованиям экологического законодательства, необходимо осуществить переход на наилучшие доступные технологии (НДТ) с внедрением соответствующих систем снижения выбросов пыли, оксидов азота и серы, а также начать формировать со следующего года финансовый фонд для ликвидации последствий своей деятельности после вывода объекта из эксплуатации.

Другим направлением развития угольной энергетики является внедрение высокоэффективной генерации с КПД выше 41%. В ряде стран мира, прежде всего в Китае, в последние 10 лет активно вводятся энергоблоки с ультрасверхкритическими параметрами пара (УСКП) с давлением выше 30 МПа и температурой 600 °С и выше. КПД таких энергоблоков достигает 45%. В результате, за счет технического перевоору-

Рисунок 8.4 Периоды установки турбин ТЭС, МВт



жения угольных электростанций на энергоблоки с ультрасверхкритическими параметрами пара, удельные затраты топлива снизятся на 15–20%. Для угольных ГРЭС Казахстана КПД энергоблоков не превышает 35%, при этом ряд энергоблоков ввиду выработки ресурса работают с более низким значением КПД. Планируемое в Казахстане строительство угольных энергоблоков на Экибастузской ГРЭС-2 и Экибастузской ГРЭС-3 должно сопровождаться с плановым выводом устаревших и выработавших свой ресурс энергоблоков Экибастузской ГРЭС-1. Оценка замены одного угольного блока мощностью 500 МВт на новый энергоблок с КПД 42% при равной выработке электроэнергии (КИУМ 80%) приведет к снижению выбросов парниковых газов примерно на 560 тыс. тонн CO_2.

Другим важным для энергетики Казахстана вопросом является крупная электростанция в Западной энергозоне – МАЭК (Мангистауский атомный энергетический комбинат). Задачей МАЭК с момента запуска в 1968 году занимается снабжением промышленности и населения региона электрической энергией, тепловой энергией и опресненной водой. До 1999 года на МАЭК работал атомный реактор БН-350, энергия которого использовалась для производства электроэнергии и опреснения соленой воды. После закрытия ядерного реактора опреснение стало вестись на газе. Установленная мощность МАЭК 1330 МВт, при этом износ турбинного оборудования МАЭК превышает 86%, а к 2025 году планируется вывод из эксплуатации 205 МВт (на ТЭЦ-1 - 25МВт и ТЭЦ-2 - 180 МВт).

Производство электроэнергии на МАЭК характеризуется крайне высоким удельным потреблением газа и низким КИУМ электростанции (для сравнения, у ПГУ удельный расход газа примерно в два раза меньше).

К 2026-2027 году ввиду запланированного вывода мощностей МАЭК может быть рекомендован проект строительства парогазовых установок мощностью 250 МВт. Далее рекомендуется замещать выбывающие мощности МАЭК на парогазовые установки. На МАЭК имеются достаточные площади для строительства, обеспечено наличие электросетевой и газовой инфраструктуры, схема выдачи мощности рассчитана на 1300 МВт. Ввиду крайне высокого удельного потребления газа на производство электроэнергии на МАЭК переход на высокоэффективные парогазовые установки приведет к снижению потребления газа от действующих значений.

8.2.2 *Передача и распределение электроэнергии*

Системообразующая инфраструктура национальной электрической сети (НЭС) напряжением 500 - 220 кВ обеспечивает электрические связи между регионами страны и энергосистемами сопредельных государств. Оператором НЭС является компания АО «KEGOC». Внутри страны региональная передача электроэнергии осуществляется сетями 196 энергопередающих организаций (ЭПО), в том числе 19 региональными электросетевыми компаниями (РЭК), и 301 энергоснабжающими организациями (ЭСО), реализующими электроэнергию розничным потребителям.

Энергопередающими организациями могут быть компании, использующие собственные производственные сети для энергоснабжения потребителей, например, АО «КазТрансОйл» и АО «НК «Казахстан Темир Жолы» (КТЖ). Национальная электрическая сеть обеспечивает передачу электрической энергии от энергопроизводителей, имеющих схему выдачи в НЭС, до оптовых потребителей (распределительные электросетевые компании, крупные потребители), подключенных к этой сети. АО «KEGOC» оказывает услугу пользования НЭС.

Общий объем передачи электроэнергии в 2022 году по сетям KEGOC составил 58,6 млрд кВт*ч, тогда как по сетям РЭК передано 43,3 млрд кВт*ч, при этом общий объем потерь электроэнергии составил около 7,5 млрд кВт*ч .

В части РЭК основными проблемами электросетевой инфраструктуры являются высокие потери электроэнергии и износ основных фондов. Потери электроэнергии в 2022 году при передаче в сетях KEGOC составили 2807,7 млн кВт*ч

Протяжённость сетевой инфраструктуры KEGOC и части РЭК.

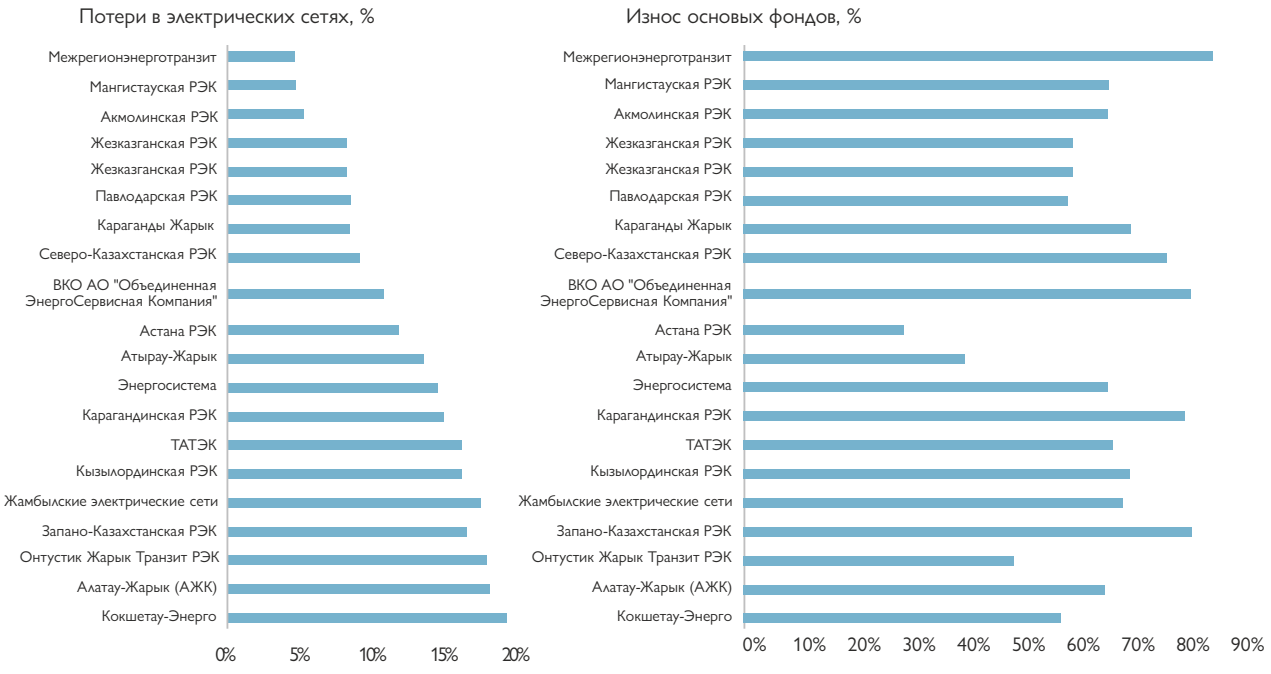
	Протяженность, км	
НАПРЯЖЕНИЕ	**KEGOC**	**РЭК**
1150 (в режиме 500 кВ)	1421,2	0,0
500 кВ	8288,3	0,0
330 кВ	1864,1	0,0
220 кВ	14890,2	1428,2
110 кВ	352,8	22857,2
35 кВ	44,1	27082,2
10 кВ	110,2	51315,9
6-0,4 кВ	13,1	47613,1

(4,9%), тогда как потери в сетях РЭК 4739,5 (10,9%) (см. Рисунок 8.5). При этом степень износа электросетевого оборудования в сетях РЭК остаётся высокой (среднее значение выше 65%) несмотря на то, что, по данным компаний, ежегодные инвестиции составляют около 30% от величины доходов.

Тарифная политика РЭК является ограничивающим инвестиции фактором, переход на стимулирующее регулирование, указанное в законодательстве Казахстана, пока не применяется РЭК, и фактически до сих пор применяется затратный метод. Переход на стимулирующее тарифообразование в действующей версии законодательства не выгоден для владельцев РЭК, так как усложняется расчет тарифов, вводятся дополнительные обязательства по достижению целевых показателей, а при этом фактические вся прибыль должна быть полностью направлена на инвестиции.

Международный опыт показывает, что в свое время переход на стимулирующие тарифы, помимо возможности повышения эффективности и качества деятельности, создал компаниям условия для уменьшения воздействия на окружающую среду, в том числе посредством стимулирования и интеграции распределённых источников производства (в том числе на основе ВИЭ) и управляемого потребления электроэнергии. При этом на фоне высокого износа электросетевых активов электросетевые компании одновременно смогли решить задачи по обновлению основных фондов и привлечению инвестиций в новые активы и технологии, при удержании тарифов для конечного потребителя в рамках

Рисунок 8.5 Структура производства электроэнергии 2014 – 2022 гг.



9 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_11_125 .

установленных регуляторами уровнях. В Казахстане в рамках стимулирующего тарифообразования, помимо целей модернизации, также могут быть заданы дополнительные целевые показатели, связанные с воздействием на окружающую среду и энергоэффективностью. Однако прежде всего для формирования тарифов в рамках стимулирующего метода важно гарантировать сетевым компаниям минимальный размер ставки доходности, что поможет стимулировать РЭК переходить на стимулирующее тарифообразование и ускорять модернизацию электросетевой инфраструктуры.

Цифровизация электрических сетей также является перспективной задачей для снижения потерь, оптимизации режимов и повышения надёжности энергоснабжения. Согласно отчётности, АО «KEGOC» реализован проект «Автоматизация управления режимами Единой Электроэнергетической Системы Казахстана», состоящий из двух компонентов: автоматики регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА).

АО «KEGOC» в рамках проекта объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана ведется разработка технико-экономического обоснования строительства линии переменного тока «Север-Запад» 500 кВ, наиболее вероятно по маршруту Атырау-Актобе протяженностью 500 км. Ориентировочно проект будет реализован до 2030 года.

В целом, строительство новых линий электропередачи, задачи снижения износа электросетевой инфраструктуры и цифровизации, в том числе для сокращения величины потерь, потребуют увеличения инвестиций и введения контроля за эффективностью расходования средств. В этой связи, реформирование отрасли с переходом на стимулирующие методы тарифообразования с гарантиями прибыльности и возврата инвестиций для компаний сектора должно сопровождаться усилением независимого контроля за эффективностью и результативностью расходования средств.

8.2.3 Потребление электроэнергии

В Казахстане потребление электроэнергии только в 2018 году превысило уровень 1990 года. Однако в период СССР существенная доля поставки электроэнергии осуществлялась из России и стран Центральной Азии, тогда как в настоящее время Казахстан практически всю потребность в электрической энергии покрывает собственной генерацией.

По данным Системного оператора потребление электрической энергии в Казахстане в 2022 году составило 112,9 млрд кВт*ч, что на 0,8% ниже, чем в 2021 году.

В период 2014 - 2022 гг. наибольший рост потребления электроэнергии пришёлся на Северную энергозону и составил 9,53 млрд кВт*ч, в Южной рост на 3,43 млрд кВт*ч, в Западной 2,59 млрд кВт*ч. (см. Таблицу 8.2).

В структуре потребления электроэнергии доминирует промышленность (57,9%), а на ЖКХ приходится 22,3% (см. Рисунок 8.7). Крупнейшим потребителем электроэнергии в Казахстане является Аксуский завод ферросплавов, один из крупнейших производителей и поставщиков ферросплавов в мире. На завод приходится около 4,6% от общего потребления электроэнергии в стране.

На крупных промышленных потребителей в 2022 году пришлось более 33,6 млрд кВт*ч, в сравнении с 2021 годом увеличение потребления электроэнергии было у следующих крупных потребителей: ТОО «Kazakhmys Smelting», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «Корпорация Казахмыс», АО

Рисунок 8.6 Потребление электроэнергии и пиковая нагрузка 1990-2022 гг.

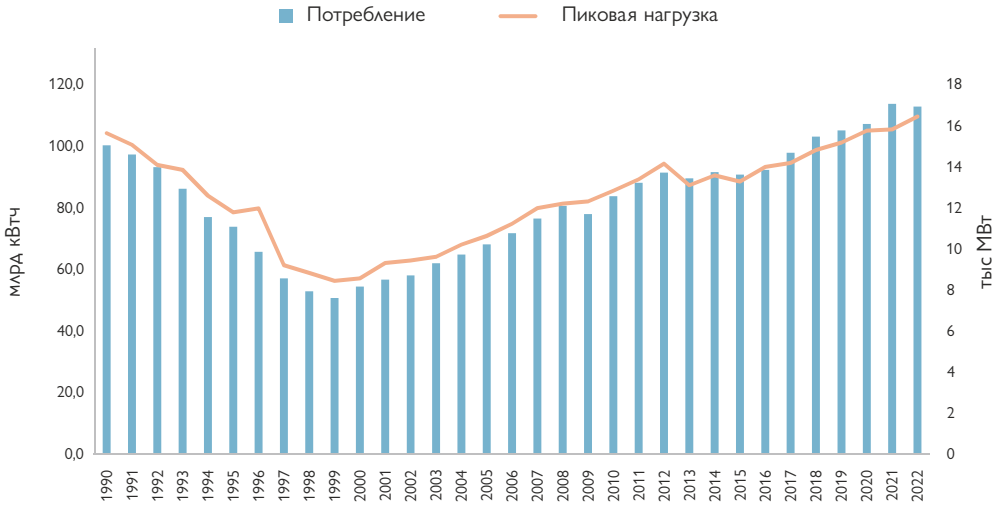


Таблица 8.2 Рост потребления электроэнергии по областям 2014–2022 гг.

	Области	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Изменение 2022/2014
Северная	Восточно-Казахстанская/Абайская	8664	8523	8530	8563	9080	9339	9204	9640	10310	**+11,9%**
	Карагандинская/Улытауская	15433	15712	15786	16695	17319	17991	18460	19000	19080	**+23,6%**
	Костанайская	5473	4688	4599	4689	4782	4786	4615	4810	4590	**-16,1%**
	Павлодарская	17363	16975	17611	18654	19433	19527	20731	21480	19400	**+11,7%**
	Акмолинская	7996	8061	8285	8645	9141	9209	9196	10310	10690	**+33,7%**
	Северо-Казахстанская	1704	1643	1685	1731	1800	1764	1665	1730	1610	**-5,5%**
	Актюбинская	4232	4798	5272	5900	6301	6437	6647	6890	6940	**+63,9%**
Южная	Алматинская/Жетысу	10168	9917	9960	10446	10977	11351	11367	12450	12850	**+26,4%**
	Туркестанская	4148	4090	4270	4646	4953	5097	5211	5760	6010	**+44,8%**
	Жамбылская	3898	3782	3191	3802	4321	4473	4948	5320	4980	**+27,8%**
	Кызылординская	1642	1605	1592	1658	1689	1760	1760	1950	1940	**+18,1%**
Западная	Мангистауская	4898	4978	5011	4956	5237	5111	5023	5270	5300	**+8,2%**
	Атырауская	4251	4272	4711	5537	6185	6350	6255	6670	6690	**+57%**
	Западно-Казахстанская	1791	1804	1808	1931	2009	1998	2256	2610	2550	**+42%**

«УКТМК» (Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат), АО «НК Казахстан Темир Жолы», АО «Павлодарский Алюминиевый завод», АО «АЗФ ТНК Казхром».

Рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане (Алматинская и Туркестанская области) больше связан с ростом населения региона.

Пока потребление электроэнергии в Казахстане в большей степени зависит от темпов промышленного роста и конъюнктуры мировых сырьевых рынков, так как основная экспортируемая продукция — это сырьевые товары и полуфабрикаты, а именно, нефть и нефтепродукты, природный газ, руды металлов и сплавы.

При этом потребление электроэнергии в Казахстане может получить новые стимулы для роста в связи с появлением новых отраслей и форматов потребления. Так, в 2021 году Казахстан занял третье место в мире после Китая и США по майнингу криптовалюты с общей долей 8,2%,[10] далее мощность оборудования для майнинга только возрастала. В 2023 году согласно данным Казахстанской ассоциации блокчейн-технологий, доля страны в глобальной производительности майнингового оборудования упала с 18,3% до 6%, после усиления проверок и отключения незаконно подключенных майнинговых ферм. Необходимо отметить, что майнинг криптовалют в большинстве стран находится в серой зоне, и определить объем потребления электроэнергии этой отраслью весьма затруднительно. Политика Казахстана в отношении цифровых финансовых активов сформулирована в новом законе «О цифровых активах».[11] Правительство Казахстана с 1 января 2022 года ввело специальный налог на майнинг криптовалют.[12] Более того, для майнеров ведутся отдельные торги и поставка электроэнергии Единым закупщиком электроэнергии. Санкционное давление на Россию и военный конфликт на Украине, привели к тому, что ряд российских компаний принял решение о переносе производства в Казахстан, этот фактор также необходимо учитывать при планировании потребления электроэнергии.

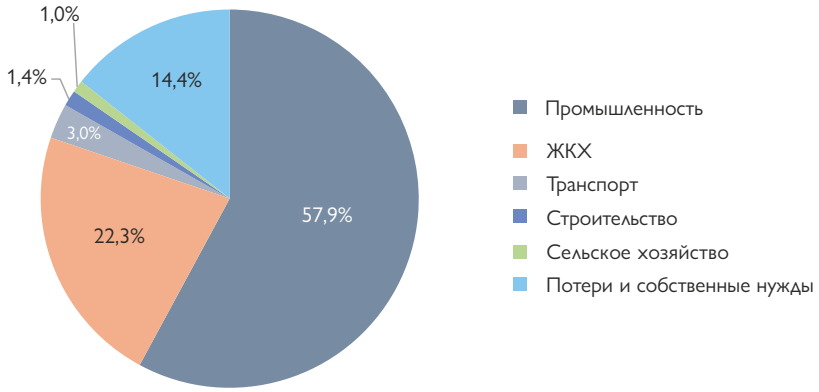
Учитывая неравномерность размещения мощностей по энергетическим зонам и проблемы перегруженности линий транзита «Север-Юг», возникает проблема эффективности планирования энергосистем с учетом неравномерностей растущего потребления. Другим вызовом в планировании потребления может быть изменение длительности и характера пикового потребления электроэнергии в связи с увеличением частоты и длительности температурных отклонений и аномалий, вызванных изменением климата.

10 Исходя из оценки Кембриджского университета потребление электроэнергии на майнинг криптовалют в мире составляет около 130 млрд кВт*ч, следовательно, потребление отраслью в Казахстане может быть до 10 млрд кВт*ч, однако такая оценка выглядит завышенной, и потребление на майнинг значительно меньше.

11 Закон Республики Казахстан от 6 февраля 2023 года № 193-VII ЗРК.

12 Налог рассчитывается от потребления электроэнергии за 1 кВт*ч электрической энергии, потреблённой при цифровом майнинге, в зависимости от стоимости электроэнергии.

Рисунок 8.7 Структура потребления электроэнергии по отраслям (оценка 2018 года).



8.2.4 *Регулирование отрасли*

Из рекомендаций, сделанных в предыдущей версии Национального энергетического доклада, был внедрен механизм Единого закупщика электроэнергии, что стало значительным изменением на рынке электроэнергии. Другие рекомендации по регулированию электроэнергетики не были пока реализованы. Эффективность механизмов регулирование отрасли со стороны государства имеет критически важное значение для развития электроэнергетики, поэтому все основные предложения по реформированию представлены в разделе 9.3 настоящего доклада.

Основные государственные органы, отвечающие за регулирование и тарифную политику в электроэнергетической отрасли Казахстана:

Правительство Республики Казахстан

Функционирование электроэнергетической отрасли Казахстана осуществляется согласно нормам Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике», Закона «О естественных монополиях», Закона «О поддержке возобновляемых источников энергии». Законами определены принципы функционирования электроэнергетического сектора и сектора ВИЭ, подходы к формированию отпускных цен для энергопроизводящих (традиционных и нетрадиционных), энергопередающих и снабжающих организаций, определена конструкция рынка электрической и тепловой энергии, установлены функции субъектов рынка в секторе.

Правительство Республики Казахстан согласно Закону «Об электроэнергетике» разрабатывает основные направления государственной политики в области электроэнергетики.

Министерство энергетики

Согласно законодательству, реализацией государственной политики в области электроэнергетики занимается уполномоченный орган в лице Министерства энергетики, более 80-ти компетенций которого изложены в Законе «Об электроэнергетике».

В контексте регулирования цен и тарифов в электроэнергетической отрасли на Министерство энергетики возложены функции по утверждению предельных на электрическую энергию электростанций, предельных тарифов на балансирующую электроэнергию, предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности. Также Министерство энергетики устанавливает индивидуальные тарифы на услугу по поддержанию готовности электрической мощности для действующих и вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок.

Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ) Министерства национальной экономики

Комитет осуществляет государственное регулирование и контроль в сферах естественных монополий.

Комитет устанавливает тарифы на услуги естественных монополий:

- передача и/или распределение электрической энергии;
- производство, передача, распределение и/ или снабжение тепловой энергии;
- техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- организация балансирования производства-потребления электрической энергии.

Поддержка возобновляемой энергетики

Ветровые и солнечные электростанции, составляющие основу мощностей ВИЭ, требуют государственной поддержки ввиду высокой относительно высокой стоимости электроэнергии и нестабильного характера выработки. Промышленным и иным потребителям необходим надежный источник энергоснабжения, а независящие от погодных условий ветровые и солнечные электростанции. Поэтому как в Казахстане, так и во всем мире ВИЭ интегрируются в энергосистему и получают различного вида поддержку, причем скрытой составляющей затрат на ВИЭ являются затраты как раз на их интеграцию.

С 2014 года в Казахстане постоянно совершенствуется законодательство в части поддержки ВИЭ. В результате на текущий момент действует следующая система поддержки ВИЭ:

- единым закупщиком электроэнергии ВИЭ (определено РФЦ по ВИЭ) выкупается весь объем производимой электроэнергии;

- покупка всего объема энергии ВИЭ по аукционным ценам ведется в течение 20 лет в рамках договора с РФЦ по ВИЭ;
- ежегодно ведется индексация тарифов ВИЭ, также есть возможность индексации с учетом курсовой разницы в случае девальвации национальной валюты;
- для победителей аукционов с 2022 года индексация тарифов ведется и в период строительства ВИЭ с момента заключения договора с РФЦ по ВИЭ;
- производители ВИЭ освобождаются от оплаты услуг за передачу электроэнергии от ВИЭ;
- для ВИЭ действует приоритетность при подключении к электрическим сетям;
- при проведении аукционов участки для них резервируются, в том числе с учетом возможностей электросетевой инфраструктуры;
- для инвесторов ВИЭ предусмотрены налоговые преференции.

Данные уровень государственной поддержки создает высокий уровень стабильности для инвесторов, что в результате и позволило в кратчайшие сроки ввести мощности ВИЭ.

Однако, важным моментом является расчет аукционной цены, которая может оказаться недостаточной для привлечения инвесторов на аукционы, также необходимо большее информации о гидропотенциале и резервирование участков для проведения аукционов крупных ГЭС. Для проектов новых ГЭС вопрос резервирования и отвода земельных участков является наиболее проблемным.

8.2.5 Рынок электроэнергии и Единый закупщик электроэнергии

Республика Казахстан первая из постсоветских стран приступила к формированию свободного конкурентного рынка электрической энергии, важной вехой которого стало принятие в 2004 году Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике».

Оптовый рынок электрической энергии и мощности включает:

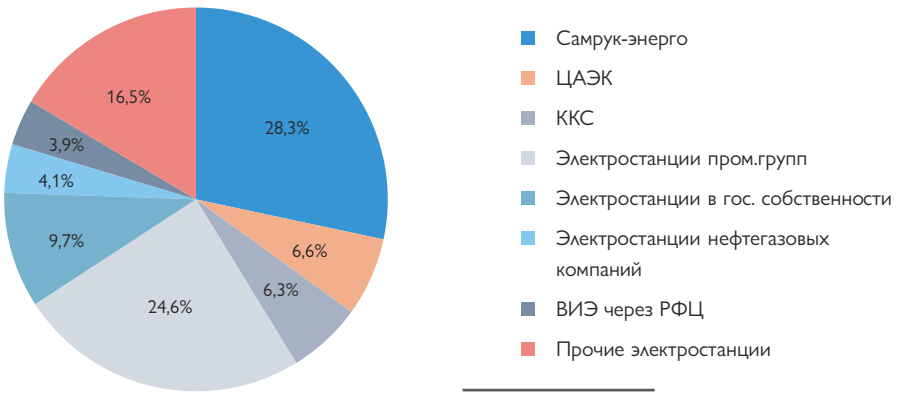
- децентрализованный рынок (рынок двусторонних договоров);
- централизованный рынок (спот-торги в режиме «за день вперед» и в течение операционных суток);
- рынок системных и вспомогательных услуг;
- балансирующий рынок (до 1 июля 2023 года функционировал в имитационном режиме);
- рынок электрической мощности, введенный с 01 января 2019 года в целях обеспечения возврата инвестиций в модернизацию, реконструкцию действующих энергопроизводящих организаций и строительства новой традиционной генерации.

Либерализация оптового рынка электрической энергии в конструкции, предусмотренной Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике», не была закончена в полной мере, а созданная рыночная конструкция действовала фактически на основе двухсторонних контрактов, заключаемых между оптовыми потребителями и генерирующими источниками по свободным ценам (позднее по предельным тарифам на электрическую энергию).

Правительством Республики Казахстан была создана нормативная, техническая, организационная структура для функционирования централизованного рынка электрической энергии, включая организация спотового рынка электрической энергии в режиме «за день вперед» и в течение операционных суток, однако, несмотря на заметный прогресс начального периода реформирования электроэнергетической отрасли, развить и закрепить данный результат не получилось.

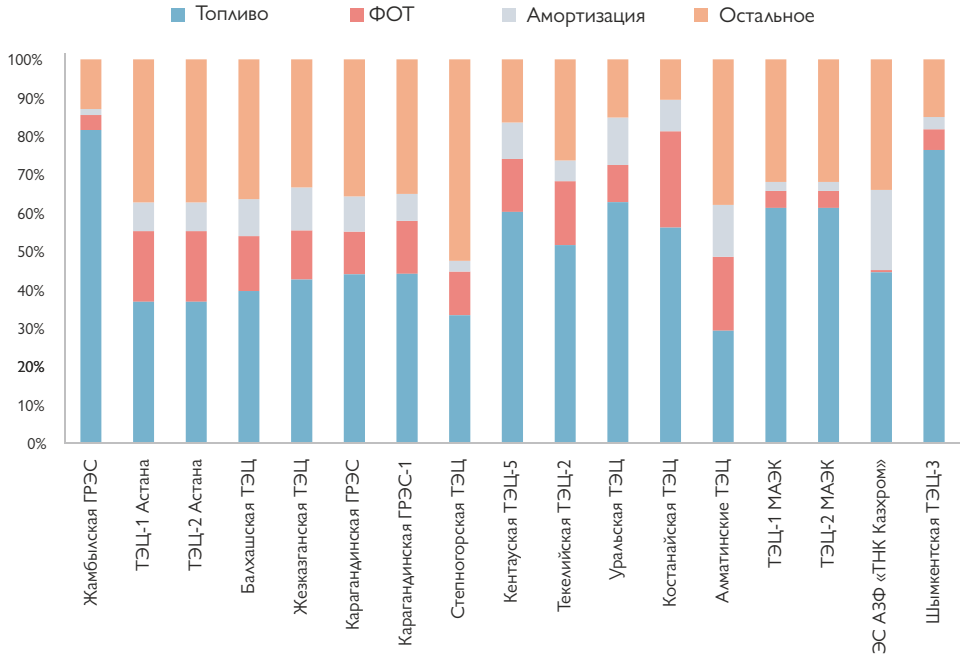
Если рассматривать структуру самого рынка электроэнергии Казахстана, количество участников, аффилированность участников, то рынок фактически работает по модели олигополии.[13] В такой модели ограниченное количество производителей не создает достаточно эффективного рыночного механизма для конкурентного регулирования цен на электроэнергию, а ограниченное количество покупателей на рынке электроэнергии, часть из которых аффилированы с производителями электроэнергии (РЭК, ЭСО) не создает достаточной активности для конкурентного давления на цену электроэнергии.

Рисунок 8.8 Структура производства электроэнергии в разрезе собственников электростанций.



13 Олигополия относится к типу рыночной структуры несовершенной конкуренции, в которой преобладает крайне малое количество поставщиков продукции/продавцов.

Рисунок 8.9 Структура себестоимости электроэнергии тепловых электростанций.



С другой стороны электростанции имеют различную себестоимость и структуру затрат, поэтому эффективность рыночных механизмов также ограничена.

С 2009 года в электроэнергетике Республики Казахстан не получается найти необходимого баланса между либерализацией рынка и требуемым обеспечением энергетических компаний (генерация и электрические сети) ресурсами для модернизации и расширения. Кроме того, излишек электрической мощности, который был в энергосистеме, затмевал необходимость серьезного долгосрочного прогнозирования дальнейшего развития отрасли.

Избыток генерирующих мощностей, который был унаследован страной после обретения независимости и экономического спада, с ростом экономики страны был исчерпан. Энергосистема республики сталкивалась с проблемой дефицита электроэнергии уже в период 2007-2012 годы. В качестве ответной меры была принята программа «Тариф в обмен на инвестиции» с внедрением предельных тарифов на электрическую энергию. В результате был устранён возникший дефицит и создан среднесрочный резерв мощности путём ввода 1,2 ГВт новых мощностей и восстановления 1,7 ГВт действующих.

В текущий момент электроэнергетической отрасли Казахстана предстоит решать серьезные задачи по привлечению инвестиций в реализацию крупных инвестиционных проектов, предусматривающих наращивание и модернизацию генерации, линий электропередач. Как следствие, необходимо сформировать долгосрочную тарифную политику, в рамках которой предстоит найти компромиссный вариант между интересами государства, потребителей и энергетических компаний.

Первым значительным шагом в формировании новой рыночной конструкции, на базе которой предстоит решать эти сложные задачи, стал переход от организации конкурентной модели рынка электрической энергии и мощности к модели Единого закупщика электроэнергии и мощности с 1 июля 2023 года. Это было обусловлено несколькими причинами, среди которых можно выделить следующие:

- сформирован высоконцентрированный рынок электрической энергии (60% электроэнергии поставляется пятью энергетическими компаниями);
- невозможность организации реальной конкуренции электростанций различных типов из-за разности себестоимости производства, к примеру, ТЭЦ (теплоэлектроцентраль), КЭС (конденсационная электростанция) или ГЭС (гидроэлектростанция);
- государственное регулирование цен в секторе генерации путем введения предельных тарифов на электрическую энергию привело к формированию групп «дешевой» и «дорогой» генерации, при этом доступ к дешевой электрической энергии для всех потребителей обеспечить не удалось ввиду ограниченности предложения товара и его реализации по свободным двусторонним договорам на условиях, диктуемых энергопроизводящими организациями. При этом реализация практически всего объема электрической энергии (более 99% с 2020 года) на оптовом рынке осуществлялась по двусторонним договорам;
- непрозрачность процесса продаж и поставок электроэнергии;
- не удалось сформировать ликвидный централизованный рынок электрической энергии, среди основных причин неразвитости данного рынка, помимо вышеперечисленных причин, можно добавить отсутствие волатильности цен на электрическую энергию в силу государственного регулирования предельных тарифов в секторе генерации.

Единым закупщиком электроэнергии определено ТОО «РФЦ по ВИЭ» – подведомственная организация Министерства энергетики.

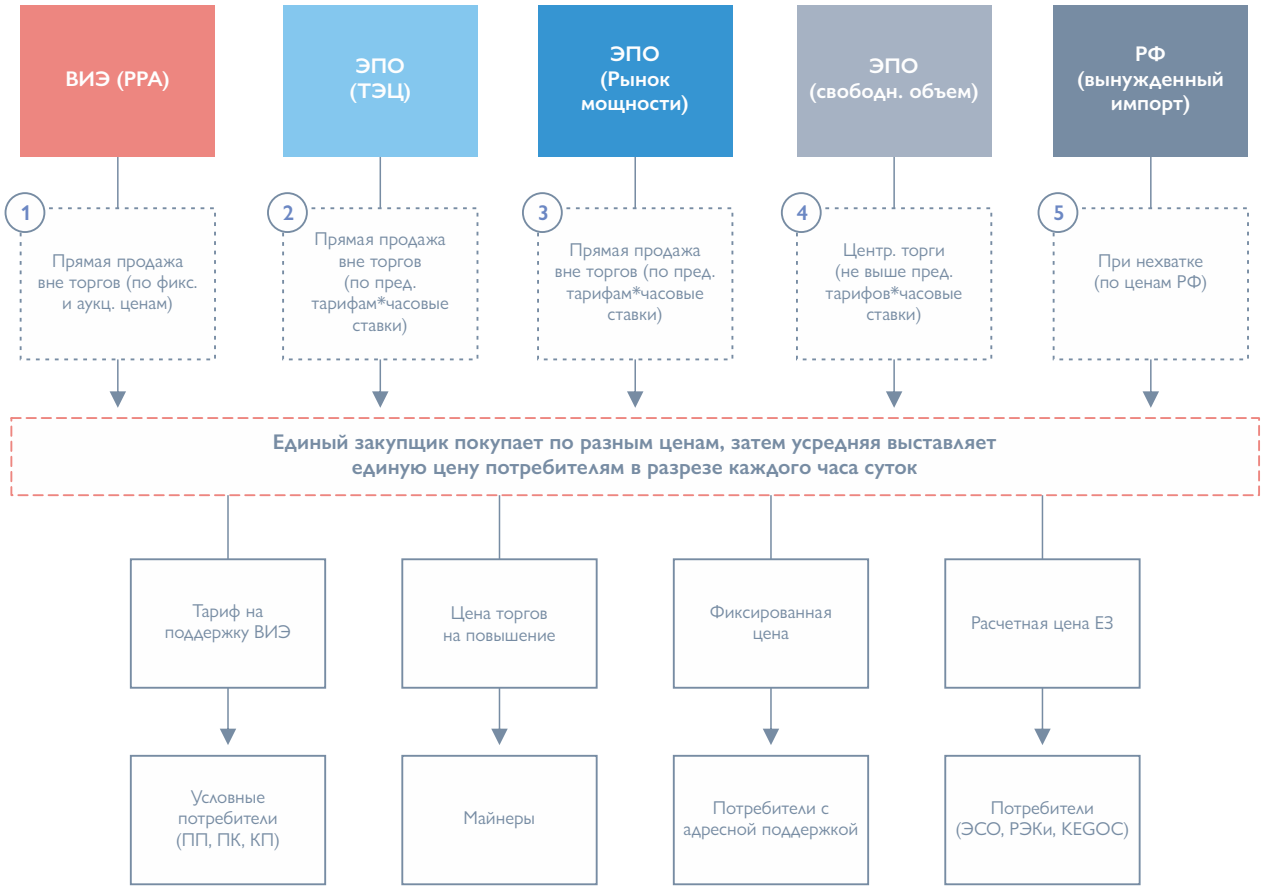
При осуществлении закупок электроэнергии Единый закупщик электроэнергии производит:

- полный плановый закуп у объектов ВИЭ (имеющих договор с РФЦ по ВИЭ);
- полный плановый закуп у электростанций, заключивших с Единым закупщиком долгосрочные договоры на рынке электрической мощности о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности;
- полный плановый закуп электроэнергии у энергопроизводящих организаций, в состав которых входят ТЭЦ;
- вся остальная электроэнергия закупается Единым закупщиком у энергопроизводящих организаций вне зависимости от их типа (КЭС, ГЭС и т.д.) по итогам централизованных торгов электрической энергией на конкурентной основе;
- при необходимости импортирует электроэнергию и мощность.

Единый закупщик электроэнергии продает:

- по фиксированным ценам потребителям с адресной поддержкой;
- продает электроэнергию по тарифу на поддержку ВИЭ промышленным группам (условные потребители);
- через торги на повышение продает электроэнергию майнинговым компаниям;
- по расчетной суточной цене остальным потребителям рынка.

Рисунок 8.10 Схема покупки-продажи электроэнергии Единым закупщиком электрической энергии



На сегодня, преждевременно делать выводы о результатах функционирования новой модели Единого закупщика ввиду очень короткого временного периода ее функционирования к моменту публикации настоящего доклада. Однако механизм Единого закупщика электроэнергии может оказаться более эффективным в сравнении с ранее действовавшей моделью в условиях необходимого наращивания генерации в стране, конкурентного отбора поставщиков электроэнергии и необходимости гарантирования возврата инвестиций для инвесторов, планирующих реализацию новых проектов в электроэнергетике в Казахстане, а также возможностей использования внутренних резервов балансирующей электроэнергии.

Среди рисков и текущих нерешенных вопросов функционирования модели Единого закупщика можно отметить следующие:

1) к запуску модели Единого закупщика электрической энергии не в полном объеме была готова нормативная правовая база, что создает сложности для субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. В частности, до настоящего времени не утвержден типовой договор между Единый закупщиком и условными потребителями (промышленные группы);

2) в нормативных правовых актах четко не закреплены и не распределены зоны ответственности инфраструктурных организаций – ТОО «РФЦ по ВИЭ», АО «КОРЭМ», АО «KEGOC», что также создает сложности субъектам рынка при решении возникающих спорных вопросов;

3) на достаточно долгосрочный период отложено решение по введению единого тарифа для всех потребителей на рынке электрической энергии. В частности, потребители с адресной поддержкой покупают электрическую энергию дешевле, чем фактическая цена, которая складывается у единого закупщика. С одной стороны, этот шаг сделан в целях недопущения резкого роста тарифов на электрическую энергию, в том числе для населения, с другой стороны этот прецедент приведет к перекрёстному субсидированию одних потребителей за счет других;

4) одним из наиболее существенных рисков функционирования модели Единого закупщика может стать платежная дисциплина и возможные кассовые разрывы, которые могут появиться у Единого закупщика. Это обусловлено тем, что часть субъектов оптового рынка электрической энергии – ЭСО ГП (гарантирующие поставки электрической энергии) предоплату за электрическую энергии не вносят (доля таких потребителей на рынке порядка 30%). Для энергопроизводящих организаций это означает, что полный расчет за произведённую электроэнергию при условии того, что все потребители выполнят свои финансовые обязательства, они получат в течение 45 дней после полного закрытия текущего расчетного периода (календарный месяц), при этом не ясно как в течение данного периода энергопроизводящие организации должны вести свою хозяйственную деятельность, в том числе закупать по предоплате топливо, производить требуемые ремонты и т.д.

Более того, законодательством об электроэнергетике не предусмотрен рабочий механизм поддержки Единого закупщика в случае невозможности выполнения своих обязательств перед энергопроизводящими организациями. Поскольку от финансового состояния Единого закупщика и его возможности в срок обеспечить платежи субъектам оптового рынка зависит стабильное функционирование всей электроэнергетической отрасли, важно задуматься над созданием фонда поддержки единого закупщика. В данном вопросе можно изучить опыт создания и функционирования резервного фонда Единого закупщика, созданного для страхования рисков неплатежей для объектов ВИЭ.

Функционирование модели Единого закупщика в условиях сохранения директивного ценового регулирования в секторе генерации должно быть в большей степени направлено на решение системной задачи оптимальной загрузки наиболее экономически эффективного состава генерирующего оборудования. При реализации данной системной задачи есть возможность внедрения методов многокритериальной оптимизации, когда для решения задач загрузки мощностей будут применять не только один критерий – цена электроэнергии, но и множество исходных параметров, таких как снижение выбросов парниковых газов, минимизации расхода условного топлива на производство 1 кВт*ч электроэнергии, минимизация конечной стоимости электроэнергии в целом для энергосистемы и т.д.

В результате переход к механизму Единого закупщика электроэнергии позволяет в будущем создать принципиально новую, альтернативную свободному рынку, более эффективную систему, построенную на математических принципах и информационных технологиях.

Наравне с Единым закупщиком электроэнергии в июле 2023 года был запущен в реальном режиме балансирующий рынок электроэнергии, однако времени и данных недостаточно для определения результатов его запуска.

8.2.6 Подходы к окупаемости инвестиций в модернизацию электростанций

С 2009 года на рынке электрической энергии в Казахстане действует система предельных тарифов на электрическую энергию. Внедрение предельных тарифов в секторе генерации стало попыткой в кратчайшие сроки решить задачу модернизации существовавших энергоактивов в условиях угрозы дефицита мощностей. В обмен на более высокие (предельные) тарифы каждая электростанция взяла на себя среднесрочные инвестиционные обязательства в период с 2009 по 2015 год. Предельные тарифы подлежали ежегодной корректировке с учетом необходимости обеспечения инвестиционной привлекательности отрасли. С 2009 по 2015 годы в период применения предельных тарифов по механизму «тариф в обмен на инвестиции» в отрасль удалось привлечь около 6,8 млрд долл. США, направленных на расширение, модернизацию и реконструкцию действующих электростанций. Схема тарифов «в обмен на инвестиции» была успешно реализована, к концу 2015 года избыток генерирующей мощности в энергосистеме составил порядка 3000 МВт.

На смену механизма предельных тарифов «в обмен на инвестиции» в 2019 году в Казахстане был запущен рынок электрической мощности, т.е. исходя из принятых на

законодательном уровне изменений, на оптовом рынке электрической энергии цена на электрическую энергию для потребителей состояла из двух составляющих: предельный тариф на электрическую энергию по группам энергопроизводящих организаций и услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (тариф на мощность).

Цена на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (тариф на мощность для оптовых покупателей) складывается из среднего значения затрат на покупку:

- мощности новых электростанций;
- мощности модернизируемых и расширяемых электростанций;
- мощности ТЭЦ, в объёме необходимом для покрытия графика тепловых нагрузок;
- мощности по результатам централизованных ежегодных торгов;
- затрат Единого закупщика мощности.

Итоговые затраты с учетом комиссии Единого закупщика мощности (назначено ТОО «РФЦ по ВИЭ») разделяются на общий объем планируемой в предстоящем году суммы абсолютных максимумов нагрузки потребителей (рассчитанной из суммы потребления в час пиковой нагрузки). Тем самым определяется единая цена для потребителей за услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, измеряемая в тенге/МВт*месяц.

Необходимо отметить отсутствие прозрачности и рыночных механизмов отбора и определения тарифа на мощность *для модернизируемых и расширяемых электростанций*. Условия реализации таких проектов, равно как и цена на мощность, устанавливаются индивидуально Министерством энергетики на основании рекомендации Казахстанской электроэнергетической ассоциации, определенной приказом Министерства энергетики в качестве Совета рынка. В состав Совета рынка входят только представители энергетических компаний, тем самым президиум Совета рынка не может быть в полной мере объективным при принятии решений, в том числе о реализации инвестиционных проектов энергопроизводящих организаций, за реализацию которых будут в итоге платить потребители.

В тариф на мощность для модернизируемых электростанций не входят затраты на модернизацию вспомогательного оборудования, что в итоге негативно сказывается на эксплуатации электростанций и числе аварийных ситуаций.

Ввод рынка электрической мощности сопровождался принятием решения Министерства энергетики РК о снижении предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности до 590 тыс. тенге/МВт*месяц вместо утвержденного ранее тарифа 700 тыс. тенге/МВт*месяц. Более того в 2019 и 2020 году в предельные тарифы на электрическую энергию не была включена норма прибыли. Эти решения негативным образом отразились на привлечение инвестиций в генерирующие объекты в Казахстане.

Торги на рынке мощности дают эффект снижения цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки всего 0,1%, что в целом лишает смысла конкурентный отбор мощности (см. Таблицу 9.2). Отсутствие целеполагания на рынке мощности сводит этот механизм к распределению средств от закупки мощности между электростанциями.

В феврале 2023 года Агентство по защите и развитию конкуренции (АЗРК) сообщало, что анализ аукционных торгов электрической мощностью за прошлый год показал отсутствие конкурентной борьбы между электростанциями.

Решение о запуске рынка электрической мощности с описанными выше ценовыми ограничениями, а также директивно ограниченная ежегодная сумма денежных средств,[14] которая могла быть использована на проведение мероприятий по модернизации и реконструкции энергомощностей по индивидуальным тарифам, привели к значительному снижению инвестиций в электростанции с 2019 года.

Альтернативой текущему положению на рынке мощности является повышение предельного тарифа на мощность и установление конкурентных условий при выборе мощности, например с нужными характеристиками и технологическими параметрами работы оборудования.

За последнее десятилетие в Казахстане принимались разноплановые решения по вопросам тарифного регулирования сектора генерации: от перехода на свободное рыночное ценообразование к внедрению механизма «тариф в обмен на инвестиции», от принятия решения о применении механизма предельных тарифов без включения нормы прибыли в предельные тарифы электростанций до практики включения затрат на ВИЭ в предельные тарифы электростанций и принятия решения о переходе к отпускному тарифу на электрическую энергию с выделением надбавки на поддержку использования ВИЭ.[15]

Для обеспечения развития электроэнергетической отрасли важно определиться с долгосрочной тарифной политикой и закрепить за одним государственным органом полномочия, связанные с установлением и согласованием всех тарифов в электроэнергетике. По этой причине логичным представляется создание Единого отраслевого регулятора, объединяющего в себе функции тарифной политики всех секторов энергетики: электроэнергетика, теплоэнергетика и сектор теплоснабжения.

14 Национальный проект по развитию электроэнергетики Мероприятие 1. Увеличение лимита по допустимому объему привлечения инвестиций в рамках инвестиционных соглашений энергопроизводящих организаций на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление электростанций в рамках рынка электрической мощности от уровня инвестиций в электроэнергетическую отрасль в 2015 году.

15 Переход к Единому закупщику электроэнергии снял необходимость введения в предельные тарифы надбавок на ВИЭ.

Таблица 8.3 Рынок мощности 2019 - 2023 г.

	млрд тенге				
	2019 г	**2020 г**	**2021 г**	**2022 г**	**2023 г**
Модернизация и расширение	9,3	22,5	20,5	19,4	23,1
Закупка у ТЭЦ	17,6	16,7	17,1	18,1	20,2
Централизованные торги	35,2	43,3	41,9	48,9	48,6
Итого объем покупки	62,1	82,5	79,6	86,4	91,9
Эффект снижения от централизованных торгов, млрд тенге	2,86	0,97	0,30	0,09	0,04
В процентах от рынка	8,2%	2,2%	0,7%	0,2%	0,1%

8.2.7 Взаимодействие с сопредельными энергосистемами

В настоящее время энергетическая система Республики Казахстан работает параллельно с Единой энергосистемой (ЕЭС) Российской Федерации и объединенной энергосистемой Центральной Азии (Кыргызстан, Узбекистан и Таджикистан).

С учетом планов по развитию собственной генерации внутри страны, в том числе ВИЭ, а также в отсутствии в текущее время достаточного объема маневренной генерации, важным направлением обеспечения энергетической безопасности является развитие регионального сотрудничества с сопредельными энергосистемами.

В настоящее время недостающие объемы электрической энергии в Республику Казахстан поставляются из Российской Федерации, поставки электрической энергии из Кыргызской Республики в летний период традиционно обусловлены необходимостью закупки электроэнергии в обмен на воду, поставляемую для орошаемого земледелия южных областей Республики Казахстан.

Оценивая возможности развития регионального взаимодействия необходимо отметить, что в рамках трансграничной торговли электрической энергии Республика Казахстан в настоящее время участвует в создании двух рынков:

1) общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза (ЕАЭС)
2) региональный рынок электроэнергии стран Центральной Азии (CAREM – Central Asia Regional Electricity Market).

Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза формируется как региональный рынок пяти государств – членов ЕАЭС (Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика и Российская Федерация). С учетом того, что государства – члены ЕАЭС имеют достаточно различные дизайны оптового трынка электрической энергии сторонами, была достигнута договоренность при формировании общего электроэнергетического рынка ЕАЭС сохранить существующие национальные электроэнергетические рынки. Планируется, что общий электроэнергетический рынок ЕАЭС будет запушен с 01 января 2025 года.

Способами осуществления взаимной торговли электрической энергией между участниками общего электроэнергетического рынка ЕАЭС будут:

1) свободные двусторонние договоры;
2) централизованная торговля срочными контрактами (неделя, месяц, квартал, год) и на сутки вперед;
3) урегулирование почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков электрической энергии от плановых значений.

Среднесрочные прогнозные энергетические балансы до 2030 года государств – членов ЕАЭС, показывают, что в поставках электрической энергии будет нуждаться Кыргызская Республика (по данным Министерства энергетики Кыргызской Республики годовой дефицит электроэнергии в стране составляет порядка 3 млрд кВт*ч).

Оценивая перспективы развития данного регионального объединения, важно подчеркнуть, что инфраструктура (межгосударственные линии электропередачи), на которой строится данный рынок, значительного развития не получила, что в будущем может стать препятствием для наращивания поставок электрической энергии по направлению ЕЭС РФ – ЕЭС Казахстана – ОЭС ЦА (Кыргызстан).

Развитие регионального торговли электрической энергией центральноазиатских стран имеет свои особенности, страны региона имеют различные источники первичных ресурсов для покрытия энергетической нагрузки. Так Кыргызская Республика и Республика Таджикистан обладают значительным потенциалом водного ресурса, Республика Казахстан и Республика Узбекистан имеют не только традиционные ресурсы для покрытия нагрузки – каменный уголь и газ, а также поставили амбициозные цели по наращиванию возобновляемой энергетики в странах.

Полноценному раскрытию имеющего потенциала регионального сотрудничества и наращивания поставок электрической энергии между странами препятствуют следующие обстоятельства:

- в текущее время электроэнергетика Кыргызстана является энергодефицитной, и в среднесрочной перспективе потребуется наращивание поставки электроэнергии из сопредельных стран. Правительство страны считает, что решение задачи энергообеспечения будет реализовано через строительство гидрогенерации (малые ГЭС и крупные ГЭС), а также развитие возобновляемой

энергетики. По оценкам специалистов строительство крупных ГЭС (к примеру, Камбаратинская ГЭС-1) займет приблизительно 10 лет при условии стабильного финансирования;

- Таджикистан в настоящее время является экспортёром электрической энергии в регионе и осуществляет с весны по осень поставку электрической энергии в Узбекистан и Афганистан. Единственным проектом в сфере электроэнергетики, реализация которого значительно может повлиять на развитие экспортного потенциала в стране является строительство Рогунской ГЭС;
- генерация в Кыргызстане и Таджикистане не сбалансирована по составу, объем выработки электрической энергии находится в зависимости от водного режима, это создает сложности с обеспечением народного хозяйства стран в поставках электрической энергии в осенне-зимний период;
- Таджикистан продолжает работать в изолированном режиме от ОЭС ЦА (страна вышла из параллельной работы в 2009 году), что также негативным образом отражается на возможностях в обмене электрической энергией. Нужно признать, что работа по восстановлению параллельной работы находится в активной фазе, так в августе 2023 года работы в юго-западном направлении были закончены, ожидается, что полноценная работа в параллельном режиме будет восстановлена в апреле 2024 года;
- Южная зона энергосистемы Казахстан в настоящее время энергодефицитна, и по данным утверждённого прогнозного баланса будет оставаться дефицитной в ближайшие годы. При этом нужно отметить, что Южная зона энергосистемы Казахстана является лидером по развитию возобновляемой генерации в стране, с учетом недостатка маневренной генерации потенциально страна заинтересована в расширении сотрудничества с соседними странами для решения задачи надежного энергообеспечения потребителей;
- Узбекистан поставил амбициозные задачи по наращиванию генерации на основе возобновляемой энергии. Так, руководством страны поставлена задача увеличения производственной мощности возобновляемых источников энергии до 15 ГВт и доведение их доли в общем объеме производства электрической энергии до более 30 процентов к 2030 году. При этом согласно данным, приведенным в «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы», в период с 2012 по 2019 годы наблюдался рост производства электрической энергии на уровне в среднем 2,6 процента в год. Однако спрос на электрическую энергию удовлетворялся не в полном объеме, дефицит составлял порядка 9,4 процента от потребности. Еще одним аспектом, создающим сложности в обеспечении надежной поставки электрической энергии в Узбекистане, является неготовность газотранспортной системы страны обеспечивать запрос электроэнергетических компаний в любой момент времени.

Наиболее сложным вопросом энергетического сотрудничества стран центральноазиатского региона традиционно является зависимость водного хозяйства и электроэнергетического комплекса.

Одним из наиболее важных и перспективных проектов в данном направлении является проект строительства Камбаратинской ГЭС-1 (Кыргызская Республика). В январе 2023 года главами энергетических ведомств Кыргызской Республики, Республики Казахстан и Республики Узбекистан подписана совместная дорожная карта строительства Камбаратинской ГЭС-1. Прошедшее лето 2023 года показало насколько важно приложить совместные усилия для реализации данного проекта, поскольку из-за аномально высоких температур и маловодного периода был «потерян» урожай сельскохозяйственных культур на юге Казахстана и в части районов Кыргызстана.

В условиях пробуксовки регионального диалога по водно-энергетической проблематике решению проблемы функционирования Нижне-Нарынского каскада ГЭС (Кыргызская Республика) может помочь введение в строй новых генерирующих мощностей, главными из которых являются Камбаратинские ГЭС-1 и ГЭС-2 в Кыргызстане. Расположенные в среднем течении Нарына выше Токтогульского водохранилища, эти гидроэлектростанции будут свободны от ирригационных ограничений и смогут круглогодично работать в энергетическом режиме. Как считается, это позволит Токтогульскому гидроузлу вернуться к нормальному ирригационному режиму работы и накапливать зимнюю воду для нужд вегетации в соседних республиках.

Исходя из текущего состояния электроэнергетики сопредельных энергосистем для Республики Казахстан одним из наиболее перспективных направлений поставки электрической энергии может быть Кыргызская Республика.

Таким образом, перспективы регионального сотрудничества в центральноазиатском регионе есть, более того, сами страны выражают такой интерес. Исходя из текущего состояния развития электроэнергетической отрасли в странах, наиболее перспективными областями сотрудничества в регионе могут быть:

1) решение вопроса по водно-энергетической проблематике путем реализации совместных инвестиционных проектов в электроэнергетике – строительство новых крупных гидроэлектростанций, способных обеспечить не только поставку электрической энергии, в том числе маневренной, что является необходимым условием с учетом планов по развитию возобновляемой энергетики в регионе, но и поставку воды в требуемом объеме для нужд орошаемого земледелия в регионе;
2) усиление энергетических связей в регионе является необходимым фактором для увеличения объема поставки электрической энергии между странами, сетевая инфраструктура межгосударственных линий электропередач нуждается в модернизации. Также, с учетом реализации крупных инвестиционных проектов в генерации на региональном уровне, необходимо определить перспективные к реализации проекты усиления межгосударственных линий электропередач;
3) существующие предпосылки к развитию региональной торговли будут способствовать развитию рыночных механизмов взаимодействия между странами, среди перспективных направлений кроме традиционной поставки электрической энергии между странами,

видится развитие межсистемных услуг, которые могут стать необходимым условием наращивания вариабельной генерации ВИЭ в регионе.

8.2.8 Теплоснабжение

В Казахстане к сектору электроэнергетики[16] относится тепловая энергия, прежде всего ввиду производства 60% тепловой энергии на ТЭЦ. Когенерация электроэнергии и тепла, осуществляемая на ТЭЦ, находится в Казахстане под двойным административным регулированием, как со стороны Министерства энергетики (предельные тарифы на электрическую энергию), так и со стороны КРЕМ в части отпускного тарифа на производство тепловой энергии.

Ввиду социальной значимости цен на тепловую энергию, государство через КРЕМ реализует политику сдерживания роста тарифов, что выражается в стремлении занижения тарифов на тепловую энергию. При этом ТЭЦ, ограниченные по стоимости тепловой энергии, испытывают конкурентное ценовое давление со стороны угольных КЭС.[17] Дело в том, что ***электрический КПД*** на производство электроэнергии на КЭС физически выше, чем у ТЭЦ, однако коэффициент использования энергии топлива на ТЭЦ составляет 70-80% за счёт сопутствующего производства тепловой энергии. Эффективность применения ТЭЦ вместо раздельного применения котельной и КЭС обуславливается научно и эмпирически доказанным фактом, что общие затраты ресурсов при ТЭЦ ниже для отопления и электроснабжения северных городов с населением более 100 тыс. человек.

В отличие от электроэнергетики, структура систем теплоснабжения состоит из секторов: производство, передача (включая распределение и сбыт тепловой энергии) и потребление тепловой энергии.

Рынок тепловой энергии представлен только розничным сектором с фактическим отсутствием практической возможности розничного потребителя выбирать поставщиков тепловой энергии. Тепловые сети и котельные преимущественно находятся на балансе или под управлением местных исполнительных органов, это вынужденная мера в связи с необходимостью прямых вложений в обновление инфраструктуры тепловых сетей.

Более двух лет ведется подготовка отдельного законопроекта «О теплоэнергетике», который направлен на отдельное регулирование отрасли и задачи оптимизации планирования тепловых нагрузок и режимов работы тепловых сетей. Установление предельных тарифов на уровне себестоимости производства или ниже означает отсутствие ресурсов у электростанций на реализацию проектов повышения энергетической эффективности и модернизации (если последние не включены в инвестиционные проекты через рынок мощности).

Утверждаемые на семилетний период предельные тарифы, которые должны быть долгосрочным ценовым сигналом для инвесторов, на практике постоянно пересматриваются, потому что не учитывается в полной мере инфляционный рост затрат на топливо, оборудование и индексация зарплат. В целом, проблемы теплоэнергетики характерны для регулирования всех субъектов естественных монополий в РК, однако именно тарифы на теплоснабжение можно считать наиболее заниженными.

Необходимо понимать, что для наращивания объема ремонтов и модернизации тепловых сетей необходимо либо прямое государственное финансирование, так как местных бюджетов может не хватить, либо поднятие тарифов на теплоснабжение до фактических значений.

Для компенсации последствий роста тарифов на теплоснабжение для населения можно ввести систему льготных тарифов. Как вариант может быть рассмотрено введение «социальной нормы жилья» (около 45 $м^2$ на человека), и в случае, если домохозяйство укладывается с учетом числа проживающих в данную норму, то тариф на теплоснабжение меньше утвержденного, а если превышает, то тариф соответственно выше утвержденного. Возможны и другие подходы к дифференциации тарифов на теплоснабжение.

8.2.9 Кадровая политика

Одной из системных проблем, негативно влияющих на состояние отрасли, является недостаток квалифицированных кадров. Причинами данной ситуации в отрасли является как уход действующих профессионалов из отрасли, так и снижение потока новых кадров, желающих стать профессиональными энергетиками. По официальным данным уровень текучести кадров во 2 квартале 2023 года в секторе снабжения электроэнергией составил 8,5%. Для сравнения тот же показатель для смежного сектора «Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров» составляет 5,2%.

Долгое время одной из основных причин текучести кадров был низкий уровень заработной платы, который способствовал оттоку специалистов в другие отрасли промышленности. Однако проектом закона «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам реализации отдельных поручений Главы государства» в 2022 году внесено изменение в статью 22 Закона «О естественных монополиях» касательно изменения утвержденного уполномоченным органом тарифа до истечения его срока действия. В частности, пункт 1) дополнился подпунктом 9-1) следующего содержания:

«9-2) изменение среднемесячной заработной платы по видам экономической деятельности, сложившейся по данным статистики за год в регионе (области, городе республиканского значения, столице), в котором субъект естественной монополии оказывает регулируемые услуги, предусмотренные подпунктами 3), 4) и 14) пункта 1 статьи 5 настоящего Закона;».

К середине 2023 года большинство сетевых компаний страны воспользовались данной поправкой, более подробно регламентированной в производном правовом акте. Вместе с тем приток новых кадров также ограничивается тем, что, осознавая не лучшие денежные перспективы, молодые

16 согласно определению действующего законодательства электроэнергетика включает в себя производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии.

17 КПД производства электроэнергии КЭС всегда выше, чем у ТЭЦ, однако за счет дополнительного производства тепла, ТЭЦ обладают крайне высоким коэффициентом использования топлива.

специалисты либо не выбирают в качестве направления обучения энергетику, либо, окончив обучение, работают не по специальности.

По данным статистики[18] за 2022 год количество работников по возрасту в секторе снабжения электроэнергией, газом, кондиционирования представлено в таблице ниже:

Таблица 8.4 Количество работников по возрасту в отрасли.

Возраст	16-24 лет	25-28 лет	29-34 лет	35-44 лет	45-54 лет	55-64 лет
Кол-во	7 093	9 120	30 189	41 130	30 648	22 826
%	5%	6%	21%	29%	22%	16%

Можно отметить, что около 70% работников отрасли в возрасте от 35 лет и старше, при том, что средний возраст в секторе 41 - 42 года.

Одним из возможных решений является обеспечение повышения количества образовательных грантов в энергетической отрасли на 30%, а также введение при стимулирующем тарифообразовании требований по оптимизации кадров, при одновременном введении специальных коэффициентов роста зарплат работников.

8.3 Реформирование отрасли и энергетический переход

С 2014 года возобновляемая энергетика была положена в основу «энергетического перехода» Казахстана со снижением доли угольной генерации, однако фокус на развитии ветровых и солнечных электростанций уже привел к увеличению дефицита маневренных мощностей и потребности в регулировании нестабильных источников энергии со стороны энергосистемы России. Одним из вопросов обеспечения энергетической безопасности является обеспечение достаточности мощностей и резервов для покрытия нагрузки и возможности по самобалансированию энергосистемы.

В 2022 году уже было объявлено о планах по строительству двух энергоблоков на Экибастузской ГРЭС-2 и строительстве новой электростанции Экибастузской ГРЭС-3. В 2023 году Президентом Казахстана К. Токаевым было предложено вынести на общенациональный референдум вопрос о строительстве АЭС в Казахстане. В случае, если референдум состоится и народом Казахстана будет принято решение о строительстве АЭС в Казахстане, то возможно строительство двух АЭС общей мощностью до 2800 МВт.

Планы по развитию газотранспортной системы со строительством второй нитки магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и строительству ряда маневренных газовых источников энергии на юге страны[19] можно считать только первым этапом газификации энергосистемы.

Россия, в связи с международной обстановкой и санкционным давлением со стороны ЕС, постепенно «разворачивает» маршруты транспортировки природного газа с Европы в Азиатско-Тихоокеанский регион. Одним из следствий данного «разворота» может стать строительство газопровода из России в восточный Казахстан с последующей газификацией угольных котельных и ТЭЦ, например, рассматриваемый проект газопровода «Барнаул – Рубцовск – Семей – Усть-Каменогорск с ответвлением в г. Павлодар».

Фактически основной фокус на трансформации энергетики уже смещается от нестабильных источников энергии (ВЭС и СЭС) к переводу на газ угольных электростанций и котельных и строительству АЭС, а также к замещению угольных энергоблоков на новые угольные технологии.

Для полноценной реализации новых энергетических проектов и модернизации отрасли предлагаются следующие реформы:

Производство электроэнергии

- разработка методики расчета тарифов на мощность для модернизируемых, расширяемых и вновь вводимых электростанций;
- включение затрат на модернизацию вспомогательного оборудования, инфраструктурных зданий и сооружений в тариф на мощность;
- включение затрат на внедрение НДТ в тариф на мощность;
- увеличение объемов модернизации электростанций через рынок мощности.

Поддержка ВИЭ

- корректировка планов по вводу ВИЭ с большим приоритетом на ввод ГЭС;
- актуализация данных о гидроэнергетическом потенциале рек Казахстана;
- планирование и выделение участков под проекты ГЭС при проведении аукционов.

Совет рынка

- расширение состава Совета рынка за счет потребителей, отраслевых экспертов и других заинтересованных сторон, действующих на постоянной основе;

18 https://stat.gov.kz/official/industry/25/statistic/5 .

19 ПГУ Туркестан, ПГУ Кызылорда, ПГУ на базе Алматинской ТЭЦ и рассматриваемый в настоящее время проект строительства ПГУ в г. Шымкент.

- законодательное наделение Совета рынка функциями по проведению экспертизы проектов нормативно-правовых актов в части деятельности и регулирования электростанций.

Рынок электроэнергии:

- включение других статей расходов в предельный тариф электростанций (например расходы на выбросы парниковых газов), учитываемых при закупе электроэнергии у электростанций Единым закупщиком электроэнергии.

По Единому закупщику электроэнергии:

- постепенная автоматизация и цифровизация Единого закупщика электроэнергии с внедрением принципов многокритериальной оптимизации отбора электростанций;
- необходимо четкое законодательное разграничение и распределение зоны ответственности инфраструктурных организаций – ТОО «РФЦ по ВИЭ», АО «КОРЭМ», АО «KEGOC»;
- в кратчайшие сроки необходимо создание Резервного стабилизационного фонда Единого закупщика электроэнергии для решения проблем несвоевременных платежей и кассовых разрывов.

Регулирование субъектов естественных монополий

Для стимулирования субъектов естественных монополий к переходу на стимулирующее тарифообразование необходимо включение следующих требований:

- субъектам должно быть предоставлено 50% прибыли в собственное распоряжение, в то время как остальная прибыль направляется на окупаемость инвестиций;
- прибыль рассчитывается, по методу RAB-регулирования как произведение WACC на базу задействованных активов, при этом часть затрат на ремонт оборудования может быть включена в базу задействованных активов;
- устанавливается единая для всех субъектов минимальная ставка WACC;
- в случае недостижения субъектом естественных монополий утверждённых показателей штрафы налагаются на собственную прибыль субъектов, вплоть до ее обнуления;
- тариф утверждается один раз в 5 лет и не пересматривается в сторону уменьшения, экономия средств сохраняется у субъекта;
- возможность перенаправлять средства в рамках статей затрат.

Для обеспечения эффективности перехода на стимулирующее тарифообразование необходимо усиление контроля за субъектами естественных монополий и проведение независимых аудитов эффективности затрат и инвестиций, а также их операционной деятельности. Финансирование этого направления со стороны КРЕМ может ввестись ***за счет введения специальной тарифной надбавки в тарифы всех субъектов регулирования естественных монополий.***

Безусловным фактором в реализации выше указанных реформ и планов по развитию и электроэнергетики станет рост тарифов на электроэнергию и тепло. Для сглаживания социальных факторов и последствий роста тарифов, рекомендуется использовать и комбинировать несколько подходов:

- прямая оплата части счетов за электроэнергию и тепло наиболее социально уязвимым слоям населения (СУСН) при условии соблюдения норм энергопотребления;
- большая (больше 3 уровней) дифференциация тарифов по нормам потребления, в том числе для стимулирования энергосбережения;
- увеличение доли перекрёстного субсидирования населения за счет других группы потребителей, прежде всего бюджетных организаций.

При планировании мероприятий по компенсации уязвимым слоям населения роста тарифов на электроэнергию и тепло, рекомендуется избегать подходов по прямой монетизации льгот.

Монетизация льгот имеет следующие недостатки:

- трудность расчета достаточного объема компенсации льгот;
- социальное недовольство «пограничных» социальных слоев населения, не относящихся к СУСН, но существенно ощущающих рост тарифов;
- отсутствие гарантий трат выделенных средств по назначению;
- рост инфляции.

Первым шагом в реформировании тарифообразования должно быть решение социального вопроса и разработка комбинированных подходов к компенсации роста тарифов социально уязвимым слоям населения.

8.4 Прогнозы развития электроэнергетики

Прогноз по развитию электроэнергетики Казахстана, рассчитанный в предыдущей публикации доклада (НЭД 2021 г.), остается в целом актуальным.

Прогноз развития электроэнергетики, выполненный в программном комплексе TIMES, был разработан как часть методологии IEA-ETSAP для энергетических сценариев для проведения углубленного анализа энергии и окружающей среды (Loulou et al., 2004). Прогноз 2021 года предполагал на долгосрочную перспективу сбалансированное развитие генерации, как возобновляемых источников, так и газовой и атомной генерации. С учетом сроков строительства АЭС и планом по вводу угольных мощностей прогноз на настоящем докладе скорректирован.

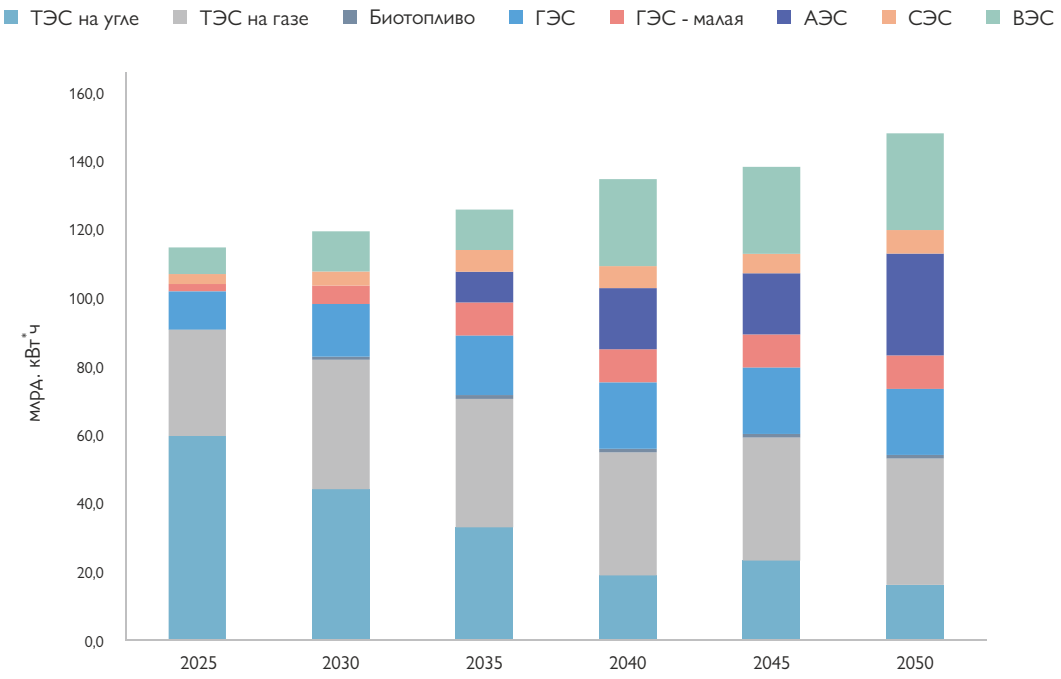
Важно отметить, что развитие угольной генерации за счет замещения устаревших энергоблоков на современные энергоблоки с ультрасверхкритическими параметрами пара (УСКП) позволит снизить удельный расход топлива и выбросы парниковых газов на 15-20%.

В результате, в долгосрочной перспективе до 2050 года, для Казахстана может быть рекомендован именно сбалансированных подход к развитию генерации, предполагающий:

- замещение угольных электростанций на современные угольные энергоблоки с УСКП;
- постепенный перевод на природный газ угольных котельных и ТЭЦ;
- строительство нескольких АЭС общей мощностью не менее 4 ГВт;
- развитие возобновляемой энергетики и гидроэнергетики, включая контррегулирующие ГЭС.

Прогноз в наибольшей степени реалистичен и приближен к цели низкоуглеродного развития, поставленной перед Казахстаном в Стратегии достижения углеродной нейтральности к 2060 году.

Рисунок 8.11 Прогнозная структура выработки электроэнергии на электростанциях Казахстана в период 2025–2050 гг.





ГЛАВА 9

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

9. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

АВТОРЫ ГЛАВЫ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ «AVANTGARDE ADVISORY» И SEEPX ENERGY

9.1 Ключевые моменты

► Казахстан с начала 2000-х годов нарастил объемы добычи урана в двенадцать раз. Второе место в мире по запасам урана, наличие технологий и эффективное руководство[1] национальной компанией позволили привлечь значительные иностранные инвестиции в отрасль и обеспечить первое место в мире по добыче урана.

► В настоящее время на долю Казахстана приходится около 42% мировой добычи урана, при этом важно отметить общее снижение добычи урана в мире (на 17% за 10 лет). Добыча урана снизилась и в ключевых добывающих странах: в Австралии на 28%, в Канаде на 21%. Компенсация снижения добычи урана ведется за счет запасов урана и использования накопленных запасов оружейного урана и плутония.

► Цены на уран показывают стабильный рост. Так, в сентябре 2023 года цена на спотовом рынке достигала 70 долл. за фунт урана. Рост цен на уран связан как с геополитическими волнениями на фоне переворота в Нигере и военной операции Российской Федерации, так и с долгосрочной тенденцией на расширение мощностей атомной энергетики в мире.

► По нашим оценкам, реализация планов по строительству АЭС в мире приведет к увеличению потребления урана к 2035 году в 1,5 раза , а по данным Всемирной ядерной ассоциации к 2040 году потребности в уране удвоятся. Однако именно с ураном связана важная проблема, которую трудно осознать в текущей рыночной конъюнктуре – это конечность ресурса. Несмотря на то, что по запасам урана Казахстан занимает второе место в мире, при текущем уровне добычи запасы будут практически исчерпаны за 25–30 лет. Рост спроса и цены на уран стимулируют рост добычи урана в Казахстане, где технологически проще увеличить добычу, однако из-за этого проблема исчерпания запасов урана становится еще более актуальной. В 2022 году за счет роста цен на уран чистая прибыль национальной атомной компании АО «НАК «Казатомпром» удвоилась. На наш взгляд, стратегически важно направлять значительную часть прибыли национальной компании на увеличение объема геологоразведочных работ и решение вопросов долгосрочного планирования с учетом возможной трансформации ядерного топливного цикла.

► По мере исчерпания запасов урана и еще большего роста цены, вероятнее всего, ядерный топливный цикл начнет перестраиваться за счет большего числа быстрых реакторов с наработкой плутония и использования тория.

► Стратегия развития урановой промышленности более десяти лет предполагала развитие высоких переделов ядерно-топливного цикла в Республике Казахстан. В 2021 году запущен завод ТОО «Ульба-ТВС» по производству тепловыделяющих сборок для реакторов французского дизайна, расположенных в Китае. В конце 2022 года первая партия тепловыделяющих сборок (ТВС) была отгружена и принята атомной электростанцией в Китае. Производство конечных компонентов ядерного топлива является сложным высокотехнологичным производством, и строительство на территории Казахстана завода по производству ТВС является значительным достижением. Запущенные мощности по производству топливных сборок позволяют увеличить загрузку «Ульбинского металлургического завода» по выпуску ядерных таблеток, производство которых с 2016 года выросло более чем в восемь раз.

► В 2023 году произошло важное политическое событие - президент Казахстана К. К. Токаев предложил вынести на референдум вопрос о строительстве АЭС. В случае положительных итогов референдума атомная энергетика может стать важным элементом перехода к «зеленой» экономике.

9.2 Добыча и запасы урана

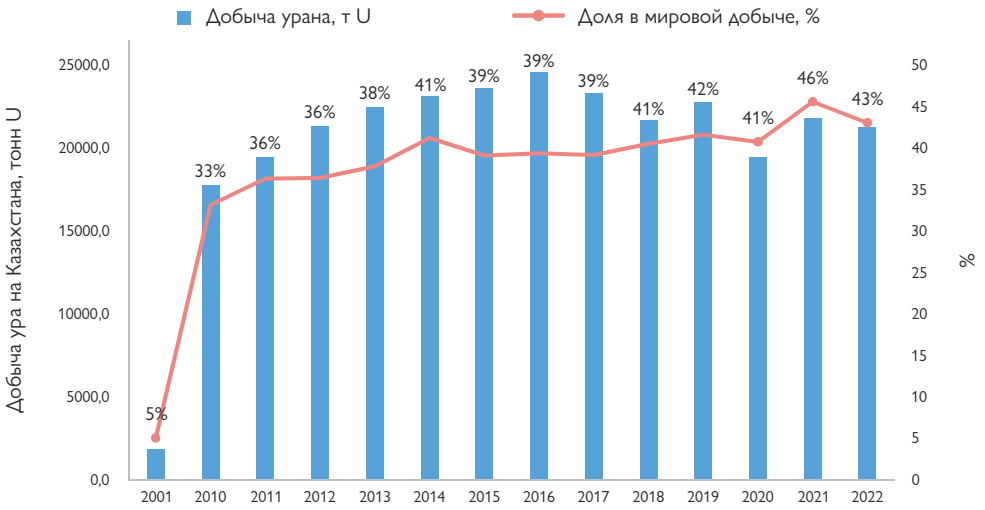
АО «НАК «Казатомпром» – добывающая уран национальная компания, а также оператор по экспорту урана и ядерного топлива, через свои дочерние компании и совместные предприятия эксплуатирует 26 месторождений урана. Общая черта всех казахстанских месторождений урана заключается в том, что добыча осуществляется из осадочных (песчаниковых) отложений с использованием подземного скважинного выщелачивания (ПСВ). Эта технология была разработана в СССР и США независимо друг от друга в середине 70-х годов прошлого столетия. Технология ПСВ является более рентабельным и менее экологически вредным способом добычи урана в сравнении с традиционными (шахтными) способами.

Добыча урана методом ПСВ предполагает закачивание выщелачивателя (1–2 % раствор серной кислоты (H_2SO_4)[2]) в проницаемое тело руды с помощью системы нагнетательных скважин. В настоящее время бурение осуществляется на глубинах не более 750 метров, однако в будущем могут разрабатываться и более глубокие горизонты. Выщелачиватель растворяет уран, «продуктивный раствор» серной кислоты (содержащий менее 0,1% урана) затем извлекается посредством сети добывающих скважин и подвергается первичной обработке, где уран выделяется с использованием ионообменных смол, прежде чем он будет готов для конверсии и обогащения. Технология ПСВ обладает

1 Национальная атомная компания «Казатомпром», созданная для консолидации активов урановой промышленности, стала мировым лидером добычи урана под руководством Мухтара Джакишева, управлявшего компанией с 1998 г по 2009 гг.

2 В США при выщелачивании применяется не серная кислота, в отличие от Казахстана и Австралии, а щелочной ввиду наличия большого количества кислотопоглощающих минералов, включая гипс и известняк, в водоносных пластах, где ведется добыча.

Рисунок 9.1 Добыча урана в Казахстане и доля в мировой добыче



существенными преимуществами перед традиционными рудными способами добычи (шахтным и карьерным) как с точки зрения затрат, так и влияния на окружающую среду. Поскольку уран извлекается без устранения вмещающей породы и вскрыши, капиталовложения на добычу руды существенно сокращаются при минимальных эксплуатационных издержках. Такой способ добычи также оказывает сравнительно меньшее воздействие на окружающую среду. Не формируются никакие отвалы или пустые породы, минимизируются выбросы радона и не образуется токсичная пыль. Отсутствует необходимость в утилизации продуктивного раствора, так как раствор после восстановления с использованием окислителя и комплексообразующего реагента закачивается обратно в нагнетательные скважины для повторного использования (т.е. обратной закачки в тело руды). Это позволяет существенно сократить расход воды и серной кислоты. Загрязнению грунтовых вод, расположенных на удалении от рудного тела, препятствует поддержание перепада давления на устье скважины, обеспечивающее равномерный поток в рудное тело из близлежащего водоносного пласта, что препятствует попаданию буровых растворов из района разработки.[3] Таким образом добыча урана методом ПСВ сводит к минимуму воздействие на окружающую среду.

На протяжении последних десяти лет (с 2013 по 2022 гг.) ежегодная добыча урана компанией достигала 24,7 тыс. тонн урана и к 2022 году снизилась до 22,2 тыс. тонн урана. Однако рост цен на уран, вызванный как общей политической нестабильностью в Нигере (4-5% мировой добычи), так и рисками ограничения поставок ядерного топлива из России, будет способствовать наращиванию добычи урана в Казахстане.

В сентябре 2023 года цена на уран превысила 70 долл. за фунт закиси-окиси U_3O_8 и приблизилась к цене, достигнутой перед аварией АЭС «Фукусима-дайити» (73 долл. за фунт закиси-окиси U_3O_8). Важно отметить, что дальнейшее обострение конфликта на Украине вносит дополнительную неопределенность в развитие атомной энергетики, существенно завися-

Рисунок 9.2 Добыча урана в Казахстане и доля в мировой добыче



3 Контрольные скважины устанавливаются сверху, снизу и вокруг разрабатываемого слоя рудника и позволяют отслеживать потоки буровых растворов в пределах допустимых районов разработки.

щей от России, доля которой в поставках урана составляет 14%, в конверсии урана (преобразование урана в UF_6) — 27%, а по обогащению урана 39%. Политическая неопределенность обуславливает волатильность цен на уран, однако долгосрочный тренд на рост спроса при определенном ограничении предложения будет приводить к росту цены на уран.

Снижение добычи в ключевых странах Австралии и Канаде в 2013–2022 гг. произошло ввиду сравнительно низких цен на уран, зачастую убыточных для его добычи традиционными способами. Сокращение потребления урана было также вызвано аварией на АЭС «Фукусима-дайити» и остановкой части реакторов в Японии и Германии. Однако за прошедшее время все большее число стран планирует или уже строит атомные станции. В результате до 2035 года, потребности мирового рынка в уране вырастут в 1,5 раза, а до 2040 года по оценкам Всемирной ядерной ассоциации, потребности в уране удвоятся.

При текущей рыночной конъюнктуре следует ожидать роста прибыли от экспорта урана. Так, в 2022 году прибыль АО «НАК «Казатомпром» увеличилась более, чем в 2 раза – до 472,5 млрд тенге (1,02 млрд долл.), при этом доход от реализации урана вырос на 40%.

Перспективы роста прибыли от добычи урана, а также потребности в обеспечении поставок урана, вероятнее всего, приведут к увеличению добычи в Казахстане до 26 – 28 тыс. тонн урана в год. Здесь необходимо отметить энергетическую ценность урана, а именно его превалирующую долю в казахстанском экспорте энергоресурсов в энергетическом эквиваленте (см. рис. 9.3).

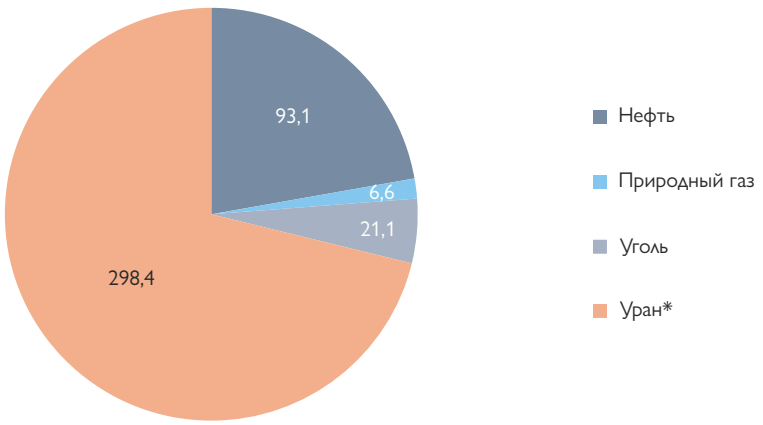
Уран – ценный энергетический ресурс. Если нефть и природный газ, будучи использованными в качестве топлива, уже не возвращаются в топливный цикл, то использование урана, обедненного или переработанного, возможно в ядерном топливном цикле.

Рост добычи урана в Казахстане ставит, прежде всего, вопрос долгосрочного планирования освоения и приращения запасов урана.

Таблица 9.1 Добыча урана в мире 2013 - 2022 гг., тонн урана

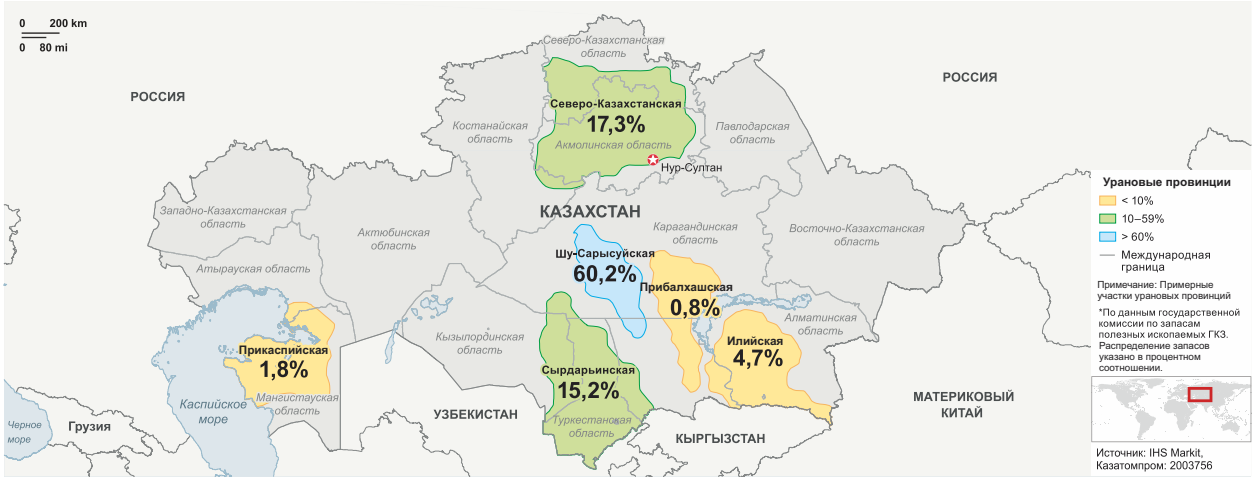
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	%
Казахстан	22451	23127	23607	24689	23321	21705	22808	19477	21819	21227	-5,5%
Канада	9331	9124	13325	14039	13116	7001	6938	3885	4693	7351	-21,2%
Намибия	4323	3255	2993	3654	4224	5525	5476	5413	5753	5613	29,8%
Австралия	6350	5001	5654	6315	5882	6517	6613	6203	4192	4553	-28,3%
Узбекистан	2400	2400	2385	3325	3400	3450	3500	3500	3520	3300	37,5%
Россия	3135	2990	3055	3004	2917	2904	2911	2846	2635	2508	-20,0%
Нигер	4518	4057	4116	3479	3449	2911	2983	2991	2248	2020	-55,3%
Китай	1500	1500	1616	1616	1692	1885	1885	1885	1600	1700	13,3%
Индия	385	285	385	385	421	423	308	400	600	600	55,8%
Прочие страны	4938,0	4302,0	3168,0	2701,0	2092,0	1833,0	1320,0	1131,0	748,0	483,0	
Добыча в мире	**59331**	**56041**	**60304**	**63207**	**60514**	**54154**	**54742**	**47731**	**47808**	**49355**	**-16,8%**

Рисунок 9.3 Оценка структуры экспорта Казахстана по видам энергетических ресурсов в миллионах тонн условного топлива



*оценка сделана исходя из того, что из 1 тонны урана может быть получено 40 млн кВт*ч электроэнергии, выработка которой была получена из тепловой энергии с КПД 35%.

Рисунок 9.4 Урановo-рудные провинции Казахстана и распределение запасов урана



© 2021 IHS Markit. Все права защищены.

Запасы урана

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан учитывается 56 месторождений урана, из которых 6 месторождений только с забалансовыми запасами. В промышленное освоение вовлечено 78,3% балансовых запасов урана, на разработку которых заключены контракты с недропользователями.

Принятое в стране разделение по урановo-рудным провинциям показано на рисунке 9.4. В пределах данных урановых провинций суммарное количество запасов и ресурсов урана составляет более 1 млн тонн урана. По запасам урана Казахстан занимает второе место в мире с долей 13% мировых запасов урана.

Согласно оценке SRK Consulting рудные запасы всех добывающих предприятий АО «НАК «Казатомпром» по состоянию на конец 2022 года составили 588,8 тыс. тонн урана, тогда как годом ранее запасы составляли 625,4 тыс. тонн урана. Уменьшение рудных запасов урана за год составило 6%.

Из таблицы видно, что по большинству предприятий АО «НАК «Казатомпром» добыча будет завершена до 2050 года, если не будет прироста запасов. В целом, сокращение запасов урана важный факт, на который необходимо обратить внимание, потому что дальнейшее увеличение объемов добычи может ускорить процесс исчерпания запасов урана.

Диверсификация поставок

В связи с санкционным давлением на Россию возникли объективные риски транзита природного урана через её территорию и отправки груза через российские порты. Поэтому в декабре 2022 года была начата поставка урана через Транскаспийский международный транспортный маршрут (ТМТМ) в Европу и Америку. Первая же поставка урана через в ТМТМ была осуществлена еще в 2018 г. В 2023 году поставки урана по ТМТМ в первом полугодии достигли 58%, ожидается, что по итогам 2023 года доля поставок урана компании в западные страны через ТМТМ составит до 71%.

Таблица 9.2 Запасы и добыча урана 2019 – 2022 гг. в Казахстане по предприятиям

	Доля НАК, %	Запасы урана, тыс. т	Добыча урана, тонн U			
			2019	2020	2021	2022
ТОО «Казатомпром-SaUran»	100%	21,6	1541	1230	1493	1273
ТОО «РУ-6»	100%	12,7	864	660	800	830
ТОО СП «Инкай»	60%	127,7	3209	2693	3449	3201
ТОО «Катко»	49%	51,1	3252	2833	2840	2564
ТОО СП «ЮГХК»	30%	75,4	2401	2260	2321	2225
АО СП «Заречное»	49,9%	4,2	778	648	655	741
ТОО «Кызылкум» (ТОО «Хорасан-U»)	50%	34,8	1599	1455	1579	1580
ТОО «Каратау»	50%	35,9	2600	2460	2561	2560
ТОО «Аппак»	65%	15,4	800	633	805	803
ТОО ДП «Орталык»	51%	35,4	1694	1308	1579	1650
ТОО «Байкен-U»	52,5%	15,6	1560	1181	1230	1315
АО СП «Акбастау»	50%	36,2	1550	1363	1545	1545
ТОО «Семизбай-U»	51%	8,6	960	753	962	940
Всего		**475**	**22808**	**19477**	**21819**	**21227**

9.3 Производство ядерного топлива

Производства ядерного топлива из уранового сырья включает следующие этапы: производство закиси-окиси природного урана (U_3O_8), конверсию в гексафторид урана, обогащение гексафторида урана для увеличения концентрации изотопа U-235, реконверсию обогащенного гексофторида урана с преобразованием в оксид урана с изготовлением топливных таблеток и конечную стадию дореакторного ядерно-топливного цикла - производство топливных сборок. До недавнего времени в Казахстане на Ульбинском металлургическом заводе (УМЗ) из данных этапов производства ядерного топлива были представлены только реконверсия и производство топливных таблеток.[4]

В 2021 году на территории УМЗ было запущено производство ТВС для реакторов типа PWR французского дизайна, эксплуатируемых на АЭС в Китае. Совместное казахстанско-китайское предприятие ТОО «Ульба-ТВС» по производству ТВС[5] в 2022 году произвело поставку первой партии ТВС, содержащих около 30 тонн низкообогащенного урана. До конца 2023 года запланировано поставить в Китай четыре партии ТВС, это более ста тонн в урановом эквиваленте, а в 2024 году предприятие планирует выйти на полную проект-ную производительность 200 тонн низкообогащенного урана в ТВС.

В рамках соглашений о сотрудничестве между АО «НАК «Казатомпром» и CGN от 2016 года стороны договорились о строительстве завода по производству ТВС, расположенного на территории АО «УМЗ». При этом CGN гарантирует покупку продукции завода ТОО «Ульба-ТВС», а взамен После 2008 года Росатом отказался от размещения на УМЗ заказов на поставку топливных таблеток в пользу собственного производства. УМЗ был вынужден переориентировался с высокотехнологичного производства топливных таблеток на производство порошкообразной продукции из различного вида сырья для поставки на заводы по производству тепловыделяющих элементов в другие страны. В 2011 году был заключен Контракт на поставку обогащенного уранового продукта (ОУП) и изготовление керамических ядерных топливных таблеток с китайской компанией CGNPC, практическая реализация Контракта началась в 2016 году.

В настоящее время Ульбинский металлургический завод производит топливные таблетки как для реакторов ВВЭР российского дизайна, так и для реакторов PWR дизайна французской компании Framatome. Объём производства топливных таблеток в 2022 году составил 198,2 тонн. За три года производство топливных таблеток на УМЗ выросло в 2,3 раза, что крайне важно для поддержки производства высокотехнологичной продукции.

9.4 Перспективы ядерной энергетики в мире

На атомных электростанциях мира в 2022 году было произведено 2486,8 млрд кВт*ч, что составляет около 8,5% от мирового производства.

На сегодня, мировая атомная энергетика включает в себя 438 ядерных реакторов, которые расположены в 32 странах мира и суммарно производят около 393,8 ГВт электроэнергии.

В целом, рост мощностей атомной энергетики в течение

Таблица 9.3 Объемы выпуска топливных таблеток на УМЗ, тонн слабообогащенного урана

года	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Топливные таблетки	10	10	24	75,2	84,3	86	60,3	43,5	198,2

АО «НАК «Казатомпром» соглашается продать 49% доли в своей дочерней компании ТОО «ДП «Орталык» в пользу CGN или ее аффилированной компании. Исходным урановым материалом для производства ТОО «Ульба-ТВС» служат топливные таблетки УМЗ, что позволит загрузить производственные мощности УМЗ.

Во времена Советского Союза УМЗ покрывал около 80% потребности атомных электростанций в топливных таблетках, а годовой объем производства составлял 1200 тонн низкообогащенного топлива. С начала независимости Республики Казахстан работа завода до 2008 года заключалась в исполнении заказов Росатом по изготовлению топливных таблеток для производства ТВС в России. последнего десятилетия был стабильным: в период с 2012 по 2022 год он увеличился на 20,3 ГВт(эл.), при этом только в 2022 году было подключено более 7,4 ГВт(эл.) новых мощностей, в том числе 5,8 ГВт(эл.) в Азии и 1,6 ГВт(эл.) в Европе.[6] В 2022 году 3,3 ГВт (5 реакторов) ядерных мощностей были окончательно остановлены.

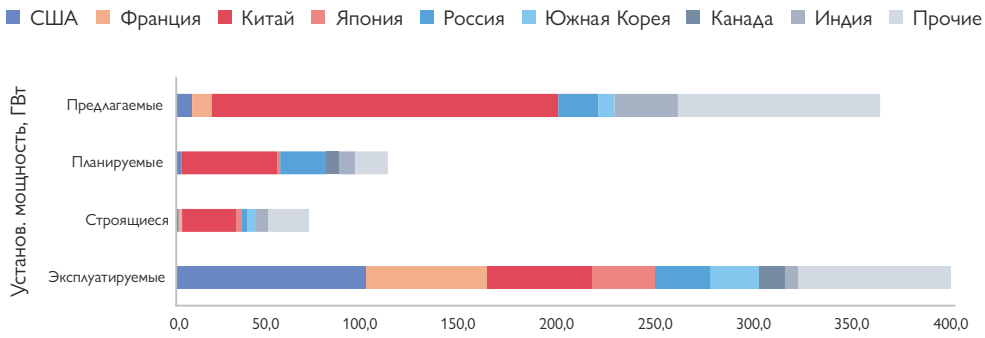
Самый большой в мире парк АЭС принадлежит США. Находящиеся в эксплуатации 93 энергоблока суммарной мощностью 95,5 ГВт обеспечивают производство 18,2% всей электроэнергии страны. При этом США, лидирующие в атомной энергетике, практически не планируют строительство новых атомных мощностей, в отличие от Китая, где строится наибольшее количество атомных мощностей (18,2 ГВт). В результате, первенство в атомной энергетике перехватывают наиболее быстрорастущие экономики азиатского региона: Китай и Индия.

4 Обогащенный уран поставляется на УМЗ с обогатительных заводов России: Уральского электрохимического комбината и Международного центра по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске.

5 ТВС – инженерная конструкция, в каркас которой помещаются тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) – трубки, заполненные урановыми таблетками. ТВС являются топливом для АЭС. Топливные таблетки для ТВЭЛов изготавливаются компанией «УМЗ».

6 В апреле 2023 года в Финляндии был запущен крупнейший в Европе реактор EPR мощностью 1600 МВт, однако строительство реактора велось с 2005 года и было связано с рядом технических сложностей.

Рисунок 9.4 Мощности (ГВт) действующих, строящихся и планируемых АЭС



В последние годы Япония изменила планы по выводу из эксплуатации АЭС и ведет строительство новых реакторов. Заявленная цель правительства состоит в том, чтобы к 2030 году атомная энергетика обеспечивала 20–22% электроэнергии. В 2011 году на атомную энергетику приходилось почти 30% общего производства электроэнергии в стране (29% в 2009 году) при установленной мощности АЭС 47,5 ГВт, но авария на АЭС «Фукусима-дайити» на длительное время приостановила развитие атомной энергетики Японии и привела к закрытию части АЭС.

В целом, после аварии на АЭС «Фукусима-дайити» требования к современным реакторам были значительно усилены. «Постфукусимские» реакторы уже настолько безопасны, что при отключении контура охлаждения реактор останавливается и охлаждается сам за счет действия естественных физических принципов «пассивные системы безопасности».

Выбор развивающихся стран в сторону атомной энергетики обусловлен экономическими и экологическими преимуществами. Воздействие на окружающую среду АЭС незначительно по сравнению с угольными и даже гидроэлектростанциями, а срок эксплуатации превышает 60 лет, что в разы выше, чем у нестабильных в выработке электроэнергии ветровых и солнечных электростанций. Выбросы парниковых газов при эксплуатации АЭС незначительны, поэтому атомная энергетика является низкоуглеродной.

В части реакторных технологий основным направлением строительства АЭС являются двухконтурные реакторы на тепловых нейтронах с водным замедлителем и теплоносителем (PWR или ВВЭР).

Как видно из таблицы 9.4 на строящихся АЭС доля кипящих реакторов (BWR) значительно меньше, чем на действующих АЭС. Кипящие реакторы (BWR), состоящие из одного контура, обладают рядом недостатков: большие габариты корпусов кипящих реакторов (в раза 2 по сравнению с PWR)[7], более сложное управление реактором, а также радиационное загрязнение турбины, как следствие, сложность ремонтных работ.

Ввиду низкой конкурентоспособности газоохлаждаемых реакторов по сравнению с реакторами PWR и BWR, строительство АЭС с газоохлаждаемыми реакторами не планируются.

Тяжеловодные реакторы, работающие на природном уране без обогащения, имеют ряд эксплуатационных ограничений, и также уступают реакторам PWR и BWR по экономическим показателям. Новые АЭС с тяжеловодными реакторами строятся только в Индии, как часть индийской ядерной стратегии.[8]

Реакторы на быстрых нейтронах в настоящее время эксплуатируются только в России, и на перспективу являются частью

Таблица 9.4 Типы реакторов на эксплуатируемых и строящихся АЭС

Типы реакторов	Эксплуатируемые		Строящиеся	
	Мощность, ГВт	Доля, %	Мощность, ГВт	Доля, %
PWR Реакторы с водой под давлением	289,1	78%	52,7	89%
BWR Кипящие реакторы	44,1	12%	2,7	4%
GCR Газоохлаждаемые (только Великобритания)	4,7	1%		
HTGR Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (Китай)	0,2	0,1%		
PHWR Тяжеловодный реактор	24,1	6%	1,9	3%
LWGR Графито-водный реактор (только в России)	7,4	2%		
FBR Реакторы на быстрых нейтронах (только в России)	1,4	0,4%	2,1	3%

7 Сложность транспортировки реактора.

8 Согласно долгосрочной программе развития индийской атомной энергетики предусмотрено направление тяжеловодных реакторов (типа CANDU), в том числе для включения в последующем в топливный цикл тория, по запасам которого Индия занимает первое место.

планируемого построения замкнутого ядерного топливного цикла. В настоящее время АЭС с реакторами на быстрых нейтронах строятся, помимо России, в Китае и в Индии. Китай, как и Россия, имеет планы по построению замкнутого ядерного топливного цикла, на АЭС Сяпу строится два энергоблока с демонстративными ядерными реакторами на быстрых нейтронах CFR-600.

Исходя из опыта эксплуатации, технических и экономических параметров, реакторы типа PWR (ВВЭР) являются основной реакторной технологией для строящихся АЭС. Однако ограниченность ресурсной базы подразумевается программами развития атомной энергетики России, Китая и Индии. В результате, со временем альтернативные подходы к ядерному топливному циклу будут становится все более актуальными:

- добыча урана из альтернативных источников;
- переход к уран-ториевому циклу;
- переход к замкнутому уран-плутониевому циклу.

В качестве альтернативных источников получения урана рассматривается, в том числе, морская вода, в одном кубометре которой содержится до 3 мг урана. Рассматриваются также возможности использования обедненного урана с его обогащением. Главным сдерживающим фактором данных направлений является цена на уран. По мере исчерпания запасов и роста цены на уран рентабельность альтернативных источников урана будет повышаться.

Другим подходом к восполнению ограниченной ресурсной базы урана является использование тория. Торий – природный радиоактивный элемент. Известны 12 изотопов тория, однако природный торий практически состоит из одного изотопа Th-232. Запасы тория значительные и распространены во многих странах мира. Торий как топливо для АЭС имеет преимущество – возможность образования делящегося изотопа U-233. При переходе к уран-ториевому топливному циклу снижается потребность в уране. Ториевая ядерная программа развивается в Индии, обладающей значительными запасами тория. В России спроектирован реактор ВВЭР-Т, использующий в качестве топлива обогащенный уран и торий. Возможно, использование тория в качестве компонента ядерного топлива поможет в будущем снизить потребление урана и частично решить проблему исчерпания его запасов урана.

Другим крайне перспективным и прорывным направлением развития атомной энергетики является переход к замкнутому топливному циклу, предполагающий широкое использование реакторов на быстрых нейтронах, способных нарабатывать делящиеся ядерные элементы в большем количестве, чем их потребление. Переработка отработанного топлива таких реакторов позволяет восполнить объемы ядерного топлива как для реакторов на быстрых нейтронах, так и для обычных реакторов (на тепловых нейтронах) при добавлении незначительного количества природного или обедненного урана. Потребности в обогащении урана будут сведены к минимуму. Согласно оценкам экспертов в случае перехода атомной энергетики к замкнутому топливному циклу годовая потребность урана снизится более чем в 200 раз.

В части создания замкнутого ядерного цикла наиболее близко к данным технологиям подошла Россия. В июне 2021 года в г. Северск (Томская область) началось строительство атомного энергоблока с инновационным реактором на быстрых нейтронах БРЕСТ- 300. Новый реактор со свинцовым теплоносителем и новым смешанным нитридным уран-плутониевым топливом, оптимальным для реакторов на быстрых нейтронах, будет иметь установленную мощность 300 МВт. Реактор БРЕСТ-300 станет частью опытного демонстрационного энергокомплекса, включающего три взаимосвязанных объекта: модуль по производству уран-плутониевого ядерного топлива, энергоблок БРЕСТ-300, а также модуль по переработке отработанного ядерного топлива. Таким образом, впервые в мировой практике на одной площадке будут построены АЭС с быстрым реактором и пристанционный замкнутый ядерный топливный цикл. Отработанное ядерное топливо после переработки будет направляться на рефабрикацию (то есть, повторное изготовление свежего топлива) – то есть АЭС в Северске будет работать по замкнутому топливному циклу.

Развитие ядерных технологий способно решить проблему исчерпания запасов урана и одновременно сделать атомную энергетику еще более безопасной. Наращивание мощностей атомной энергетики позволит в будущем заменить базовые угольные электростанции и существенно сократить выбросы парниковых газов.

9.5 Выбор реактора для Казахстана

В Казахстане, помимо развитой урановой промышленности, имеется существенный опыт в эксплуатации ядерных реакторов. В 1973 году в Казахстане был запущен опытно-промышленный, двухцелевой реактор на быстрых нейтронах БН-350 с натриевым жидкометаллическим теплоносителем, предназначенный для выработки пара, как для опреснения морской воды, так и производства электроэнергии. За счет пара, вырабатываемого в парогенераторах реакторной установки БН-350, завод по производству дистиллята полностью обеспечивал потребности города Актау и региона в пресной воде. Проектный срок эксплуатации реактора 20 лет, но он был продлен, реактор работал до 1998 года. В марте 1998 года реактор был остановлен, а 22 апреля 1999 года вышло постановление Правительства Республики Казахстан о выводе реактора БН-350 из эксплуатации.

Помимо реактора БН-350 (МАЭК), снятого с эксплуатации, в Казахстане в г. Курчатов сосредоточена уникальная научно-исследовательская база по ядерным исследованиям и атомной энергетике с большим кадровым потенциалом. Научно-исследовательские центры, включающие исследовательские реакторы и испытательные стенды, были построены в г. Курчатов в рамках советской программы по созданию высокотемпературного ядерного ракетного двигателя.

Лидерство Казахстана с 2009 года на урановом рынке и развитие сегментов урановой промышленности пока не привели к политическому решению о строительстве атомной электростанции (АЭС), как финального компонента атомной промышленности. Однако в принятой концепции перехода Казахстана к «зеленой» экономике строительство АЭС рассматривается наравне с ветровыми и солнечными электростанциями, как мера ухода от угольной энергетики, доля которой в энергетике Казахстана остается одной из

Таблица 9.5 Реакторные технологии поколения 3+

Название реактора	Разработчик	Страна	Мощность	Кол-во действующих реакторов
AP 1000	Westinghouse/Toshiba	США	1117	5
CAP 1400	Westinghouse/SNPTC	Китай	1400	0
EPR	Orano (Areva)	Франция	1600	3
ВВЭР 1200 (и др проекты)	Гидропресс	Россия	1200	7
IPHWR-700	NPCIL	Индия	700	1

самых высоких в мире. Соседний Узбекистан уже планирует строительство крупнейшей для региона атомной электростанции мощностью 2,4 ГВт[9] с реакторами поколения 3+ и соответствующей самым высоким «постфукусимским» требованиям безопасности.

В 2023 году президент Казахстана К. К. Токаев предложил вынести на референдум вопрос о строительстве АЭС. В случае положительного результата референдума, перед Казахстаном станет вопрос выбора реакторной технологии.

На наш взгляд, основными критериями выбора реакторной технологии должны быть:

- безопасность реактора, т.е. поколение 3+;
- интегрируемость в энергосистему;
- стоимость и срок строительства АЭС с данным типом реакторов.

Несмотря на начало ядерного «ренессанса» в начале 2000-х годов, авария на АЭС «Фукусима-дайити» повлияла на развитие ядерных технологий. В настоящее время лишь ограниченное число компаний имеют опыт в строительстве и эксплуатации АЭС с реакторами Поколения 3+.

Наибольшее число эксплуатируемых реакторов поколения 3+ у Росатома. В целом, из 60 строящихся реакторов – 24 строятся по российским технологиям, но санкционное давление создает определенные препятствия для реализации проектов АЭС с российскими реакторами.

В части интеграции в энергосистему, исходя требований энергетической инфраструктуры страны, строительство АЭС с реакторами большой мощности нежелательно, так как в случае перегрузки топлива или аварийной остановки реактора из энергосистемы страны будет исключено до 6% общей мощности. Тем самым реакторы большой мощности, например EPR 1600 МВт и CAP 1400 МВт, не подходят исходя из требований надежности и устойчивости энергосистемы.

Выбор реакторной технологии из оставшихся трех типов реакторов (AP 1000, ВВЭР 1200 и IPHWR-700) должен быть сделан на основании, прежде всего, технических и экономических показателей.

9 К сравнению, мощность энергосистемы Казахстана составляет 22 ГВт.

9.6 Атомная энергетика и низкоуглеродное развитие

Угольная генерация доминирует в Казахстане, для замещения угольных мощностей в рамках низкоуглеродного развития недостаточно нестабильных источников энергии, таких как ветровые и солнечные электростанции. Для замещения угольных электростанций необходим надежный источник базовой генерации с минимальными выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов. Таким источником являются атомные электростанции. АЭС, как не странно, оказывают намного меньшее влияние на окружающую среду, чем угольные электростанции.

Несмотря на то, что уголь используется для выработки электроэнергии с конца XIX века, как и 100 лет назад угольная энергетика является сейчас главным источником электроэнергии – доля угольной энергетики в мировом балансе составляет около 40%. Конечно, сравнивать технологии сжигания угля 100 лет назад и сейчас неправильно, но, тем не менее, до сих пор остаются факторы, крайне негативно влияющие на окружающую среду, делающие угольную энергетику наиболее «вредной» для окружающей среды.

Основной негативный фактор угольной энергетики связан с эмиссией оксидов серы и азота, тяжелых металлов, а также с проблемой хранения больших объемов золы, образующейся в результате сжигания угля. Результатом эмиссии оксидов серы и азота являются кислотные дожди, оказывающие негативное влияние экосистему и на здоровье человека. Эмиссия тяжелых металлов (в том числе ртути) является результатом их естественного присутствия в органическом топливе. Тяжелые металлы обладают свойством накапливаться в организме, производя нейротоксическое воздействие. Радиоактивные вещества, присутствующие в органическом топливе, после сгорания каменного угля, бурого угля или торфа остаются и концентрируются в золе. В зависимости от месторождения угля концентрации естественных радиоактивных изотопов в золе превышают соответствующие концентрации в угле в 2 – 15 раз, тем самым, зола углей некоторых месторождений может быть отнесена к радиоактивным отходам. Золоотвалы, образующиеся в результате работы электростанции на угле мощностью 1000 МВт за год, занимают площадь 1,2 – 1,6 млн м^2 и содержат более 830 тысяч тонн твердых отходов, содержащих до 90 тонн мышьяка и 20 тонн ртути. Золоотвалы в сочетании с засушливым климатом и постоянными ветрами, что характерно для Казахстана, приводят к значительному запылению и загрязнению прилегающих территорий. Атомные станции, несмотря на наличие

радиоактивного топлива и отходов, характеризуются строгой локализацией радиоактивных материалов.

С экономической точки зрения атомная энергетика обладает наименьшей зависимостью стоимости вырабатываемой электроэнергии от колебаний цен на топливо. К экономическим преимуществам следует отнести и значительные сроки эксплуатации атомных станций более 60 лет, тогда как для угольных электростанций – 40 лет, для электростанций на газе – не более 30 лет. Принимая решение о строительстве АЭС, необходимо осознать, что АЭС будет обеспечивать электроэнергией несколько поколений жителей страны.

В Казахстане рассматривается широкий перечень потенциальных площадок для размещения АЭС, включая поселок Улькен на западном берегу озера Балхаш, города Костанай, Курчатов и Тараз.

9.7 Основные выводы и рекомендации

► С учетом увеличения объемов добычи урана, необходимо увеличить долю прибыли, направляемой на геологическую разведку для прироста запасов урана. Необходима разработка долгосрочной стратегии геологоразведки и приращения запасов урана.

► Запуск завода по производству ТВС является большим достижением для промышленности Казахстана, необходимо проработать возможность увеличения объемов производства ядерного топлива за счет расширения производства или увеличения производительности.

► Руководству Казахстана необходимо убедить население страны в преимуществах развития атомной энергетики, что будет достаточно трудной задачей с учетом исторического опыта страны, связанного с последствиями длительных испытаний ядерного оружия на Семипалатинском испытательном полигоне.

► Выбор реакторных технологий достаточно ограничен, но в случае строительства АЭС выбор должен быть сделан только из современных реакторов Поколения 3+.



Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY»

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД

KAZENERGY 2023