**Концепция развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2035 года**

**Раздел 1. Паспорт**

**Наименование:** Концепция развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2035 года.

**Основание для разработки:** поручение Президента Республики Казахстан №ЗТ-К-17709,1 от 26 января 2022 года.

**Государственный орган разработчик:** Министерство энергетики Республики Казахстан.

**Государственные органы, ответственные за реализацию:** Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан, Министерство энергетики Республики Казахстан, Министерство национальной экономики Республики Казахстан, Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан, Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, Министерство цифрового развития, инноваций и аэрокосмической промышленности Республики Казахстан.

**Сроки реализации:** 2022-2035 годы.

**Раздел 2. Анализ текущей ситуации**

**2.1 Структура электроэнергетической отрасли**

Электроэнергетическая отрасль Республики Казахстан – важнейшая отрасль, являющаяся основой жизнеобеспечения страны, функционирования и развития экономики.

Электроэнергетическая отрасль Республики Казахстан разделяется на две области:

* электроэнергетику;
* теплоэнергетику.

Области электроэнергетики и теплоэнергетики в свою очередь включают в себя следующие сектора:

* производство электрической и тепловой энергии;
* передачу электрической и тепловой энергии;
* снабжение электрической и тепловой энергией;
* потребление электрической и тепловой энергии.

Электроэнергетика функционирует в условиях единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК) представляющей собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей республики.

ЕЭС РК условно разделена на три зоны – Северную, Южную и Западную.

Северная зона включает в себя Абайскую, Акмолинскую, Актюбинскую, Восточно-Казахстанскую, Карагандинскую, Костанайскую, Павлодарскую, Северо-Казахстанскую, Улытаускую области и город Нур-Султан.

В Южную зону входят Алматинская, Жамбылская, Жетысуская, Кызылординская, Туркестанская области, города Алматы и Шымкент.

Западная зона, в состав которой входят Атырауская, Западно-Казахстанская и Мангистауская области, не имеет электрических связей с объединёнными Северной и Южной зонами по территории республики.

Электроэнергетический рынок состоит из двух уровней:

- оптового рынка электрической энергии и мощности;

- розничного рынка электрической энергии.

Теплоэнергетика функционирует как локальные рынки тепловой энергии каждого отдельного региона, представляющих собой системы централизованного теплоснабжения на базе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и (или) районных котельных, а также за счет автономных систем отопления. Связующую роль в системе централизованного теплоснабжения осуществляют тепловые сети.

**2.2 Действующая политика государственного регулирования**

Государственное регулирование в электроэнергетической отрасли осуществляется в целях максимального удовлетворения спроса потребителей энергии и защиты прав участников рынка электрической и тепловой энергии, обеспечения опережающего развития, безопасного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан.

Основным приоритетом развития отрасли является создание эффективной структуры энергокомплекса и рыночных механизмов, направленных на создание прозрачной среды для конкуренции и улучшение инвестиционного климата.

Стратегически важной для развития экономики страны задачей является своевременный ввод новых, реконструкции и модернизации действующих генерирующих мощностей и электросетевых активов.

Государственная политика развития электроэнергетической отрасли основана на:

- обеспечении энергетической безопасности и независимости;

- создании условий для привлечения инвестиции на строительство новых и модернизации существующих источников энергии;

- поэтапном выполнении целей по достижению экологической устойчивости, в том числе за счет перевода угольных станций на газ;

- развитии сетевой инфраструктуры, в том числе применении элементов Smart Grid.

На сегодня государственные функции в электроэнергетической отрасли исполняются различными государственными органами.

Министерство энергетики РК осуществляет формирование и реализацию государственной политики, координацию процесса управления в сферах электроэнергетики, теплоснабжения в части теплоэлектроцентралей и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения (кроме автономных котельных), развития возобновляемых источников энергии.

Министерство национальной экономики РК осуществляет руководство, а также межотраслевую координацию в сферах государственного планирования, налоговой, бюджетной и таможенной политики, государственное регулирование и контроль в сферах естественных монополий, государственный контроль за соблюдением энергопроизводящими и энергоснабжающими организациями требований Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике», а также тарифное регулирование деятельности по производству тепловой энергии, передаче тепловой и электрической энергии и снабжению тепловой и электрической энергии (занимающих монопольное и доминирующее положение).

Министерство индустрии и инфраструктурного развития РК осуществляет руководство в сферах индустрии и индустриального развития, энергосбережения и повышения энергоэффективности, коммунального хозяйства, государственное регулирование в области теплоснабжения (кроме теплоэлектроцентралей и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения) в пределах населенных пунктов.

Агентство по защите и развитию конкуренции РК осуществляет руководство в сфере защиты конкуренции и ограничения монополистической деятельности, контроль и регулирование деятельности, отнесенной к сфере государственной монополии, а также государственный контроль и лицензирование деятельности в сфере товарных бирж.

Местные исполнительные органы организуют строительство и эксплуатацию тепловых и электрических сетей, находящихся в коммунальной собственности, инженерной инфраструктуры, обеспечивают проведение государственной политики в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, осуществляют субсидирование затрат энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона, а также государственный контроль за эксплуатацией и техническим состоянием котельных, тепловых сетей и теплоиспользующих установок потребителей, подготовкой и осуществлением ремонтно-восстановительных работ по котельным, тепловым сетям и их функционированием в осенне-зимний период.

В настоящее время в электроэнергетической отрасли действуют следующие нормативно-правовые акты:

1. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-II
«Об электроэнергетике»;
2. Закон Республики Казахстан от 27 декабря 2018 года № 204-VІ
«О естественных монополиях»;
3. Закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 года № 165-IV
«О поддержке использования возобновляемых источников энергии»;
4. Закон Республики Казахстан от 7 сентября 2011 года № 1024
«Об энергосбережении и повышении энергоэффективности»;
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V
«О разрешениях и уведомлениях»;
6. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года
№ 400-VI ЗРК;
7. Предпринимательский кодекс Республики Казахстан от 29 октября 2015 года № 375-V ЗРК;
8. Постановления Правительства Республики Казахстан, Приказы Министров.

**2.3 Производство и потребление электрической энергии**

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют порядка 200 электрических станций различной формы собственности, в том числе возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2022 года составила 23 957,3 мегаватт (МВт). Средняя располагаемая мощность электростанций в зимний период составила 19 004,0 МВт и в летний период – 17 364,5 МВт. Годовой максимум нагрузки по Казахстану при этом составил 15 826 МВт. Производство электроэнергии в 2021 году по Казахстану составило 114 447,9 миллиона киловатт в час (млн. кВтч) при потреблении 113 890,3 млн. кВтч. Установленная мощность и объемы выработки электроэнергии по типам электростанций представлены на диаграмме 1 и 2 соответственно.

Диаграмма 1 – Установленная мощность РК на момент 01.01.2022 г.

Диаграмма 2 – Выработка электроэнергии за 2021 год

В отдельные месяцы, дни и часы суток наблюдается недостаток генерирующих мощностей, обусловленный высокой аварийностью и техническими ограничениями (связанные в том числе с климатическими условиями) генерирующего оборудования, низкими темпами модернизации энергетического оборудования, старением фондов и ограниченным количеством маневренных генерирующих мощностей для компенсации дисбалансов в энергосистеме. Текущая ситуация свидетельствует о низком уровне инвестиционной привлекательности и недофинансировании электроэнергетической отрасли.

***Справочно****:*

*При необходимом резерве не менее 2 500 МВт, доступный резерв в ЕЭС РК составляет порядка 500 МВт.*

*На электростанциях наблюдается увеличение количества аварийных отключений котельного и генерирующего оборудования. С начала 2021 года количество аварийных остановов увеличилось на 17,2 %, а их продолжительность на 10,5 %. При этом за первое полугодие 2022 года данный показатель увеличился на 18,6%, а продолжительность на 12,6%.*

*Текущий уровень износа ТЭС и ГЭС (без учета ВИЭ) составляет порядка 57,5 %.*

*На начало 2022 года 55,5 % генерирующего оборудования электростанций имеет возраст более 30 лет, в том числе ТЭС – 10 620 МВт или 55 %, ГЭС – 1 729,3 МВт или 62 %.*

*На диаграмме 3 представлена информация по возрасту оборудования электростанций.*

Более того последние годы характеризуются ростом потребления электроэнергии, связанным с отложенным ростом экономики республики после снятия ограничений, введённых из-за пандемии и незапланированным развитием майнинг индустрии в стране. К данным вызовам ЕЭС РК не была готова и для недопущения ограничений электроснабжения населения и реального сектора экономики продолжаются ограничения потребления электрической энергии для объектов цифрового майнинга суммарной мощностью порядка 600 МВт.

Вышеуказанные проблемы в отрасли приводят к систематическим нарушениям плановых значений перетоков электроэнергии и мощности на границе с частоторегулирующей энергосистемой и снижает надежность функционирования энергосистемы Казахстана в целом.

Диаграмма 3 – Возраст генерирующего оборудования

**2.4 Передача электрической энергии**

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач, напряжением 0,4–1150 кВ, предназначенных для трансформации, передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в ЕЭС РК выполняет национальная электрическая сеть (далее – НЭС), управление которой осуществляет акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (АО «KEGOC») совмещающая функции оператора НЭС и системного оператора. К национальной электрической сети относятся межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше.

На сегодня, выполнение функций Системного оператора ЕЭС РК возложено на энергопередающую организацию АО «KEGOC», являющаяся не только коммерческой организацией, но и одним из крупнейших покупателей электроэнергии на технологические и производственные нужды. Первоначально на компанию были возложены только функции управления сетями высокого напряжения, координации импорта и экспорта электроэнергии и оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Казахстана. Для выполнения последней функции в составе АО «KEGOС» имелось Центральное диспетчерское управление (ЦДУ).

В 2004 году в связи с принятием новой редакции Закона РК «Об электроэнергетике» приказом Министерства энергетики и министральных ресурсов от 27.08.2004 на АО «KEGOC» возложены функции Системного оператора ЕЭС РК, а ЦДУ преобразовано в Национальный диспетчерский центр Системного оператора. Так, функции Системного оператора позволили
АО «KEGOC» приобрести исключительную «рыночную власть» и фактически управлять текущей деятельностью на оптовом рынке электроэнергии в своих корпоративных интересах, следствием чего стали:

- незаинтересованность компании в развитии конкурентных, прозрачных и недискриминационных рыночных отношений и механизмов;

- сосредоточение в руках компании весьма значительных финансовых потоков, генерируемых балансирующим рынком, межгосударственными перетоками электроэнергии;

- возможность доминирующего положения для решения в свою пользу конфликтов интересов с участниками рынка электроэнергии.

Передачу электроэнергии на региональном уровне (внутри страны) осуществляют 19 региональных электросетевых компаний (РЭК) и 145 небольших энергопередающих компаний, на балансе которых находятся электрические сети напряжением 0,4-220 кВ. Текущий уровень износа региональных электрических сетей составляет около 65 %.

Потери электрической энергии в НЭС несколько выше, в сравнении с развитыми странами мира для большинства которых характерны меньшие расстояния передачи электроэнергии и большая емкость рынка. Для Казахстана же свойственны большие протяженные сети между основными центрами потребления и генерации. Кроме того, необходимо учитывать резко континентальный климат в стране, что неблагоприятно сказывается на потерях на корону в электрических сетях напряжением 220 кВ и выше (доля потерь на корону составляет 20-30 % от общих потерь). В этой связи, с учетом обозначенных объективных факторов, нормативные технические потери в национальной электрической сети (магистральные сети) составляют порядка
6-7 %, что является оптимальным для сетей данного класса.

В свою очередь, в распределительных сетях характерны значительные потери ввиду эксплуатации большинства линий электропередач более 40 лет и значительной протяженности. Средний уровень потерь РЭК в 2021 году составил порядка 14% и колеблется от 6% до 18% ввиду различий топологии электрических сетей, классов напряжения линий передач, протяженности сетей и количества подстанций.

**2.5 Снабжение электрической энергии**

Снабжение электрической энергии осуществляют энергоснабжающие организации которые покупают электрическую энергию на оптовым рынке и реализуют ее на розничном. На сегодняшний день более 300 компаний имеют лицензию на осуществление деятельности по покупке электрической энергии в целях энергоснабжения (энергоснабжающие организации – ЭСО), при этом фактическую деятельность осуществляют порядка 125 организаций, в том числе на 34 ЭСО распространяется государственное регулирование.

Тарифы на электрическую энергию ЭСО формируются исходя из отпускных цен энергопроизводящих организаций, расходов на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, тарифов на передачу электрической энергии и снабженческой надбавки самой энергоснабжающей организации.

При этом для регулируемых ЭСО уполномоченным органом утверждаются среднеотпускные тарифы, которые дифференцируются по следующим группам потребителей:

- физические лица (население);

- юридические лица и индивидуальные предприниматели;

- бюджетные организации.

Как правило, с целью недопущения социальной напряженности, тарифы для населения (физических лиц) сдерживаются и устанавливаются ниже среднеотпускных, при этом тарифы для юридических лиц и бюджетных организаций покрывают убытки тарифов населения. Таким образом основная нагрузка по росту тарифов у регулируемых ЭСО ложатся на юридических лиц и бюджетные организации.

***Справочно****:*

*В структуре цены у регулируемых ЭСО, которые снабжают около 96% населения в разных регионах РК, большую часть объемов (порядка 60%) занимают физические лица.*

При этом, имеются факты оттока юридических лиц от гарантирующих поставщиков, тарифы которых с учетом дифференциации выше чем у нерегулируемых ЭСО, которые могут предложить более привлекательные тарифы, что в корне исключило равную конкуренцию. С целью компенсации затрат регулируемых ЭСО, связанных с оттоком юридических лиц приходится повышать тариф для юридических лиц и бюджетных организаций из-за невозможности увеличения тарифов для населения. В свою очередь, нерегулируемые ЭСО не заинтересованы в заключении договоров с физическими лицами из-за низких тарифов.

В случае не урегулирования данной проблемы разрыв между тарифами физических и юридических лиц будет расти, что в итоге негативно повлияет на весь рынок электрической энергии.

В настоящее время во исполнение поручения Главы государства, Агентством по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан проводится работа по комплексному развитию конкуренции, в рамках которой определены и включены в Национальный проект по развитию предпринимательства на 2021-2025 годы индикаторы по поэтапному сокращению и устранению к 2025 году дифференцированных тарифов между группами потребителей на услуги электроснабжения с целью создания равных условий конкуренции между всеми действующими ЭСО и обеспечения возможности самостоятельного выбора потребителями поставщика электрической энергии.

При этом, для поэтапной отмены дифференциации тарифов по группам потребителей у ЭСО, прорабатываются:

1) механизм адресной социальной помощи уязвимым слоям населения по оплате счетов за электрическую энергию;

2) проведение цифровизации отрасли в сфере ЭСО, что позволит обеспечить прозрачность конечного тарифа, а именно весь этап формирования от закупа электрической энергии от источников, транспортировки по линиям электропередач и снабженческой надбавки.

3) создание единой платформы для выбора потребителями ЭСО и свободного перехода от одной ЭСО к другой;

На сегодня в рамках пилотного проекта Агентством по защите и развитию конкуренции начата работа по отмене дифференцированного тарифа по группам потребителей в г. Алматы, Западно-Казахстанской и Костанайской областях.

**2.6 Рынки электроэнергетической отрасли**

В Казахстане действуют оптовый и розничные рынки.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности состоит из:

- оптового рынка электрической энергии;

- балансирующего рынка электрической энергии;

- рынка электрической мощности;

- рынка системных и вспомогательных услуг.

Оптовый рынок электрической энергии включает в себя децентрализованный и централизованный рынки купли-продажи электрической энергии, функционирующие на основе заключаемых между участниками рынка договоров по ценам и условиям поставки, устанавливаемым соглашением сторон и по итогам централизованной торговли электрической энергией на спотовых торгах электрической энергией (за день вперед и в течение операционных суток), среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный (квартал, год) периоды.

В настоящее время более 13 лет балансирующий рынок, функционирует в имитационном режиме, т.е. без осуществления финансовых взаиморасчетов (реальных денежных взаиморасчетов за дисбалансы).

Рынок электрической мощности начал функционировать в Казахстане
с 1 января 2019 года с целью обеспечения привлечения инвестиций в создание новых активов, расширения, реконструкции и поддержки существующих активов электростанций. Введение рынка электрической мощности обеспечило покрытие необходимого объема потребления электрической энергии (включая резервы), создало условия ввода генерирующих мощностей, а также обеспечило развитие конкуренции (на централизованных торгах) среди существующих энергопроизводящих организаций за право продать свою услугу по мощности на предстоящий календарный год.

Рынок системных и вспомогательных услуг, функционирует как рынок услуг, оказываемых системным оператором субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации, резервированию мощности, организации балансирования производства-потребления электрической энергии, а также услуг, приобретаемых системным оператором у субъектов оптового рынка электрической энергии для обеспечения необходимых объемов и структуры регулировочных резервов электрической мощности, регулирования активной и реактивной мощностей, по запуску энергосистемы из обесточенного состояния.

Действующая модель оптового рынка электроэнергии в РК представлена на рисунке 1.



Рис. 1 – Оптовый рынок

**Оптовый рынок электрической энергии**

В настоящее время энергопроизводящая организация реализует электрическую энергию не выше отпускной цены, определяемая как сумма предельного тарифа на электрическую энергию энергопроизводящей организации (величина предельных тарифов варьируется от 2 до 17 тенге, утверждаемых уполномоченным органом в области электроэнергетике) и надбавки на поддержку использования возобновляемых источников энергии.

При этом установление с 2019 года индивидуального ценового регулирования для энергопроизводящих организаций минимизировало и практически полностью исключило условия конкуренции между ними.

На сегодня некоторые энергопроизводящие организации, имеющие низкие тарифы, ограничивают доступ потребителей к своей электроэнергии, реализовывая их через аффилированные энергоснабжающие организации. Другие ЭСО и потребители вынужденно покупают электроэнергию у источников с более дорогими тарифами.

Формальное создание конкурентного рынка привело к доминированию ограниченного круга лиц, общая доля присутствия на рынке которых превышает 75 % (см. диаграмму 4). Оставшаяся доля 24 % приходится на собственников, владеющих более 30 ЭПО, из которых почти половина приходится на государственную и коммунальную собственность.

Диаграмма 4 – Концентрация рынка

Фактически цены на электрическую энергию у конечных потребителей в стране, как базового товара, сильно отличаются между регионами, что в свою очередь создают неравные условия для населения и бизнеса. При этом, одной из причин различия в ценах на электрическую энергию, помимо индивидуального ценового регулирования для энергопроизводящих организаций, является политика местных исполнительных органов и органа по регулированию естественных монополий по дифференциации тарифов по группам потребителей.

Анализ организации и проведения централизованных торгов электрической энергией показывает, что на протяжении последних пяти лет спрос на электроэнергию от потребителей и ЭСО по Северной-Южной зонам ЕЭС РК значительно превышает выставляемую энергопроизводящими организациями на торги электрическую энергию (см. таблицу 1). При этом спрос на электрическую энергию по Западной зоне ЕЭС РК за 2021-2022 годы полностью отсутствует.

***Северная-Южная зона ЕЭС РК:***

За период 2018-2022\* г. (\* - за 8 месяцев 2022 года) на централизованных спот-торгах объем ежегодного спроса составлял 306 - 1 400 млн. кВтч, тогда как выставляемый электрическими станциями на продажу объем был равен 112 – 1 042 млн. кВтч, что в 1,5-3 раза меньше, чем требовалось потребителям и ЭСО.

На централизованных торгах по долго- и среднесрочным контрактам ситуация складывается еще хуже. За период 2018-2022\* г. (\* - за 8 месяцев 2022 года) потребители и ЭСО выставляли на торги свою потребность в объеме 4,3-293,1 млрд. кВтч, электрическими станциями был предложен объем 0,5-26 млрд. кВтч. Превышение объемов спроса над предложением достигало 26 раз.

Количество участников централизованных торгов на данный период по Северной и Южной зонам ЕЭС РК достигло минимального уровня, соответственно объем сделок на данный период сократился до исторического минимума.

***Западная зона ЕЭС РК:***

Спрос на электрическую энергию по Западной зоне ЕЭС РК за 2021-2022 годы полностью отсутствует, в этой связи объем сделок на данный период тоже отсутствует. В торговой системе Оператора торгов принимает участие один Продавец, выставляемый электрической станцией на продажу объем был равен 107 – 718 млн. кВтч.

Анализ функционирования рынка централизованной торговли показывает, что энергопроизводящие организации в целом не заинтересованы в участии на рынке в связи с высокой концентрацией вертикально интегрированными энергетическими компаниями в Казахстане, они не стремятся к прямой и открытой конкуренции между собой, поделив рынок (потребителей). Сравнение объемов спроса и предложения на рынке централизованной торговли электрической энергии представлено в таблице 1.

В настоящее время на рынке электроэнергии действуют несколько крупных промышленных объединений: АО «Самрук-Энерго», ТОО «Евразийская Группа», АО «ЦАЭК», ТОО «Корпорация Казахмыс», у которых в собственности находится значительная часть традиционных электростанций с ежегодным усилением их доли на рынке электроэнергии. При этом доступ к производимой ими электроэнергии сильно ограничен для внешних «не своих» потребителей и непрозрачен, данные группы делят между собой самые большие с привлекательным тарифом объемы генерации. По остаточному принципу, самая дорогая энергия сбрасывается на розничный рынок для потребителя.

Таблица 1 – Сравнительная таблица объемов спроса и предложений на рынке централизованной торговли электрической энергией

 млн. кВтч

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Спот-торги** | **Долгосрочные и среднесрочные торги** |
| **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** | **2021 г.** | **2022 г. (до 31.08)** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** | **2021 г.** | **2022 г. (до 31.08)** |
|  |
| **Северная-Южная зона ЕЭС РК** |  |
| **Объем предложения** | 1042 | 480 | 221 | 962 | 112 | 26 006 | 17 334  | 1 425  | 2 338 | 552 |  |
|  |
| **Продавцы, кол.** | 6 | 8 | 4 | 5 | 3 | 19 | 8 | 8 | 5 | 3 |  |
| **%** |   | 33% | -50% | 25% | -40% |   | -58% | 100% | -38% | -40% |  |
| **Объем спроса** | 539 | 1 163 | 631 | 1 400 | 306 | 126 614 | 293 118 | 36 995 | 31 005 | 4 352 |  |
| **Покупатели, кол.** | 26 | 39 | 24 | 20 | 4 | 84 | 82 | 69 | 39 | 19 |  |
| **%** |   | 50% | -38% | -17% | -80% |   | -2% | -16% | -43% | -51% |  |
| **Объем сделок** | 98 | 345 | 190 | 794 | 76 | 21 049 | 17 598 | 749 | 2 460 | 65 |  |
| **%** |   | 253% | -45% | 317% | -90% |   | -16% | -96% | 228% | -97% |  |
| **V спрос к V предложению** | 52% | 243% | 285% | 145% | 273% | 5 раз | 17 раз | 26 раз  | 13 раз  | 8 раз  |  |
| **Предложение / спрос**  | 193% | 41% | 35% | 69% | 37% | 21% | 6% | 4% | 8% | 13% |  |
| **Сделки / спрос**  | 18% | 30% | 30% | 57% | 25% | 17% | 6% | 2% | 8% | 1% |  |
| **Западная зона ЕЭС РК** |  |
| **Объем предложения** | 0 | 0 | 0 | 107 | 718 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
|  |
| **Продавцы, кол.** | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **%** | 0% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |
| **Объем спроса** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **Покупатели, кол.** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **%** | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |
| **Объем сделок** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| **%** | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |
| **V спрос к V предложению** | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |
| **Предложение / спрос**  | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |
| **Сделки / спрос**  | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |  |

**Рынок электрической мощности**

В соответствии с законодательством Республики Казахстан механизм функционирования рынка электрической мощности основан на обязательном участии покупатель электрической энергии на оптовом рынке (ЭСО, энергопередающие организации и потребители, в том числе, промышленные комплексы) на нем.

За три года функционирования рынка электрической мощности (с 2019 по 2021 год) по долгосрочным и краткосрочным договорам на оказание услуги по поддержанию готовности электрической мощности свыше 30 ЭПО получили инвестиций на сумму более 210 млрд. тенге (см. Диаграмму 5).

**∑74,1 млрд.тг.**

**∑80,3 млрд.тг**

**∑58,3 млрд.тг.**

Диаграмма 5 – Инвестиции за 2019-2021 годы

Более 50 млрд. тенге инвестиций получено по 5 договорам с ЭПО, осуществивших ввод генерирующих мощностей на основе заключенных инвестиционных соглашений на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление с уполномоченным органом (объем услуги по рынку электрической мощности составил порядка 740 МВт):

1. АО «Севказэнерго»;
2. ТОО «Караганда Энергоцентр»;
3. АО «Мойнакская ГЭС»;
4. АО «Алматинские электрические станции»;
5. АО «Шардаринская ГЭС».

Динамика расходов на рынке электрической мощности представлена на диаграмме 6.

Диаграмма 6 – Информация по расходам на РЭМ за 2019-2022 годы

**Розничный рынок электроэнергии**

Розничный рынок электрической энергии – система отношений, функционирующая на основе публичных договоров энергоснабжения между субъектами розничного рынка электрической энергии вне оптового рынка.

Розничный рынок электроэнергии в современном виде возник в 2004 году, когда, в дополнение к оптовому рынку, была проведена либерализации данного сегмента рынка электроэнергии.

В этих целях, в частности, было осуществлено разделение деятельности региональных электросетевых компаний (далее – РЭК) по передаче электроэнергии от деятельности по энергоснабжению и создания ЭСО в виде юридически обособленных предприятий.

**Международный рынок электроэнергии**

В рамках трансграничной торговли электроэнергией Республика Казахстан в настоящее время участвует в создании двух рынков:

1. Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС);
2. Регионального рынка электроэнергии стран Центральной Азии (CAREM).

### Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС) формируется как региональный рынок, основанный на интеграции оптовых рынков электроэнергии 5 государств – членов ЕАЭС, имеющих самый разный дизайн и правила оптовой торговли электроэнергией:

* В Республике Казахстан – в основном децентрализованная модель рынка электроэнергии (двусторонние договоры), рынок централизованной торговли электроэнергией и централизованная модель рынка мощности (единый закупщик);
* в Республике Беларусь –вертикальная интеграция производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии;
* в Российской Федерации – централизованная двухтоварная модель (мощность и электроэнергия), основанная на конкурентном рынке электроэнергии с узловым ценообразованием с централизованным планированием режимов на базе рынка на сутки вперед;
* в Республике Армения – обязательный пул, в котором, с одной стороны, выступают самостоятельные производители и импортеры электроэнергии с регулируемыми тарифами на всех функциональных уровнях кроме внешних торговых сделок, а с другой, – единая распределительная компания (*С 1 февраля 2022 года начался постепенный переход на новую модель рынка э/энергии, потребители могут покупать электроэнергию у поставщиков по договорной цене*);
* в Кыргызской Республике функционирует модель, базирующаяся на двусторонних договорах с разделением производства, передачи и распределения электроэнергии и доминированием одного производителя – ОАО «Электрические станции».

Учитывая особенности национальных рынков, сторонами достигнута договоренность при формировании ОЭР ЕАЭС сохранить существующие национальные электроэнергетические рынки.

Способами осуществления взаимной торговли электрической энергией между участниками общего электроэнергетического рынка Союза будут:

1. свободные двусторонние договоры;
2. централизованные торги срочными контрактами (неделя, месяц, квартал, год);
3. централизованные торги на сутки вперед;
4. урегулирование почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков электрической энергии от плановых значений.

Возможности каждого субъекта внутренних оптовых рынков государств-членов при участии в ОЭР ЕАЭС в первую очередь будут зависеть от энергетической стабильности в странах-участницах и экономической ситуации в мире, развития генерирующих мощностей, и конечно же проводимой политике в области электроэнергетики.

В 2021 году объем выработанной государствами-членами ЕАЭС электроэнергии составил 1 309,8 млрд. кВтч.

Общие показатели электроэнергетической отрасли государств-членов ЕАЭС в 2021 году (по данным сборника «Электроэнергетика СНГ 2011-2021») указаны в Таблице 2.

Таблица 2 – Общие показатели государств-членов ЕАЭС по итогам 2021 года

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Армения** | **Беларусь** | **Казахстан** | **Кыргызстан** | **Россия** | **ЕАЭС** |
| **Установленная мощность, ГВт** | 3,7 | 11,2 | 23,9 | 3,6 | 252,5 | 294,9 |
| **Производство, млрд. кВтч** | 7,7 | 41,0 | 114,4 | 15,1 | 1131,3 | 1309,8 |
| **Потребление, млрд. кВтч** | 6,6 | 40,3 | 113,9 | 16,2 | 1107,2 | 1284,2 |
| **Экспорт, млрд. кВтч** | 0,9 | 5,9 | 2,6\* | 0,6 | 21,8 | 31,8 |
| **Импорт, млрд. кВтч** | 0,4 | 5,2 | 2,1\* | 1,7 | 1,6 | 11 |

\*-экспорт и импорт Казахстана с учетом балансирующего рынка

В настоящее время странами-участницами ЕАЭС проводится работа по разработке и согласованию четырех правил функционирования ОЭР ЕАЭС, которые определят правовую основу участия на общем электроэнергетическом рынке для всех субъектов общего рынка. Разработка правил осуществляется согласно международному договору о формировании общего электроэнергетического рынка Союза в форме Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза), ратифицированного всеми государствами-членами.

### Региональный рынок электроэнергии стран Центральной Азии (CAREM) создаваемого Агентством США по международному развитию (USAID) в рамках проекта оказания помощи странам Центральной Азии.

В рамках проекта предоставляется техническое содействие пяти государствам Центральной Азии (ЦА) и поддерживается наращивание их потенциала по формированию регионального рынка. Ожидается, что такой рынок усилит энергетическую безопасность региона, привлечет частные инвестиции в энергетический сектор каждой из стран и внесет вклад в экономический рост, а также позволит наладить торговлю электроэнергией между Центральной Азией и Афганистаном, Пакистаном.

Основная цель и выгоды Регионального рынка электроэнергии Центральной Азии заключаются в повышении эффективности рынков электроэнергии за счет:

* оптимизации использования первичных энергетических ресурсов: гидроресурсы в Таджикистане и Кыргызстане; углеводородные ресурсы в Казахстане, Узбекистане и Туркменистане;
* повышения надежности и эффективности соответствующих энергосистем за счет совместного использования резервов и поддержки в экстренных ситуациях;
* улучшение условии для интеграции в энергосистемы постоянно растущих объемов нестабильной генерации на основе ВИЭ за счет объединения балансирующих ресурсов.

Важным обстоятельством для интеграции рынков электроэнергии стран ЦА является то, что энергетические системы Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана уже объединены, а Туркменистана намерен присоединиться к ОЭС ЦА после отсоединения в 2003 году.

Необходимо также отметить, что действующее «Соглашение о параллельной работе энергосистем стран Центральной Азии» содержит ряд положений, которые являются достаточными для реализации начальных этапов запуска регионального рынка электроэнергии стран Центральной Азии.

На региональном рынке электроэнергии Центральной Азии предусмотрены региональный системный оператор и рыночный оператор, это может быть одна организация или две, хотя рекомендовано объединение их функций в рамках единой организации.

Наиболее вероятной такой организацией, выполняющей функции обоих операторов, является созданный еще в советское время координационно-диспетчерский центр (КДЦ) «ЭНЕРГИЯ» Объединенной энергосистемы Центральной Азии (ОЭС ЦА) (г. Ташкент).

В качестве площадки для трансграничной централизованной торговли электроэнергией вероятной кандидатурой является АО «КОРЭМ» - единственная в регионе площадка для централизованной торговли электроэнергией.

Надзор за рынком будет осуществлять специально сформированный на паритетных началах Комитет по Надзору за рынком.

**2.7 Теплоснабжение**

Системы централизованного теплоснабжения на базе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) получили наибольшее развитие в Северной зоне Казахстана – 64% от суммарной располагаемой тепловой мощности ТЭЦ РК, в Южной зоне тепловая мощность систем ЦТ на базе ТЭЦ составляет 19 %, в Западной – 17 %.

**Производство тепловой энергии**

Производство тепловой энергии в Казахстане осуществляют свыше
2 500 теплоисточников, из них 118 мощностью свыше 100 гигакалорий в час (Гкал/ч) и источники индивидуальных потребителей.

Тепловые источники в централизованных и локальных системах теплоснабжения разделяются на теплоэлектроцентрали и котельные. Общая установленная мощность тепловых источников Казахстана на 1 января 2021 года составляет 43 231 Гкал/ч. Располагаемая мощность теплоисточников составила 37 566,7 Гкал/ч. Производство тепловой энергии в 2020 году по Казахстану составило 89 миллион Гкал/ч.

Доля вырабатываемой тепловой энергии источниками по видам топлива распределена следующим образом:

уголь казахстанских месторождений ~ 80 %;

природный газ ~ 15 %;

мазут ~ 5 %.

**Передача тепловой энергии**

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении по республике составляет порядка 12 тыс. км. При этом около 30 % или 3,38 тыс. км сетей требуют замены.

Средний износ тепловых сетей превышает 59 %.

**Снабжение тепловой энергией**

Сектор снабжения тепловой энергией представлен ЭСО, которые осуществляют покупку тепловой энергии у теплопроизводящих организаций и последующую её продажу потребителям.

В большинстве регионов энергопередающие организации осуществляют деятельность по энергоснабжению.

Энергоснабжение тепловой энергией осуществляется только в системах централизованного и локального теплоснабжения.

**2.8 Чистая энергетика**

Климатическая повестка становится одним из важнейших вызовов для энергетической отрасли по всему миру и новой культурой человечества. Сегодня в мире сырьевой сектор экономики и его ключевые игроки проходят через существенную трансформацию. Амбициозные цели по декарбонизации и достижению углеродной нейтральности, ужесточение регламентов и мер по ограничению эмиссий СО2 будут оказывать значительное влияние на топливно-энергетический комплекс многих стран.

Как результат, альтернативой становится энергия из возобновляемых источников, особенно с учетом растущего тренда на снижение стоимости строительства станций ВИЭ, обеспеченного за счет постоянного развития технологий, растущего спроса со стороны инвесторов и экономии на масштабе. Все это придает значительный импульс развитию ВИЭ.

Система господдержки развития ВИЭ закреплена в законодательстве Республики Казахстан с 2009 года.

Принятие решения на государственном уровне о развитии данного сектора энергетики стало фундаментом для развития ВИЭ в нашей стране.

Меры государственной поддержки:

* гарантированная покупка электроэнергии и оплата по фиксированной и аукционной цене в течение 20 лет;
* прозрачность процесса отбора проектов через механизм аукционных торгов;
* ежегодная индексация аукционных цен с учетом инфляции и изменения курса валюты;
* приоритетная диспетчеризация электроэнергии, производимой с использованием ВИЭ;
* предоставление инвестиционных преференций в соответствии с Предпринимательским Кодексом РК;
* поддержка потребителей в вопросах использования ВИЭ.

За последние годы предприняты существенные шаги по улучшению инвестиционного климата в секторе ВИЭ с учетом мировых практик.

С 2018 года отбор для реализации проектов ВИЭ проходит по аукционному механизму. Это позволило с одной стороны сделать прозрачным и понятным процесс отбора проектов и инвесторов, с другой стороны сделать ставку на более эффективные технологии и проекты, позволяющие минимизировать влияние на тарифы у конечных потребителей от ввода мощностей ВИЭ.

С момента введения механизма поддержки ВИЭ через применение фиксированных тарифов на ВИЭ в 2014 году, произошел масштабный рост в развитии ВИЭ. По состоянию январь 2022 года действуют 142 объектов ВИЭ, установленной мощностью 2332 МВт, которые ежегодно будет вырабатывать свыше 5 млрд. кВтч чистой энергии:

- 43 объекта ветровых электростанций мощностью – 894 МВт;

- 54 объекта солнечных электростанций мощностью – 1150 МВт;

- 40 объектов гидроэлектростанций мощностью – 280 МВт;

- 5 объектов биоэлектростанций мощностью – 8 МВт.

В целом, за четыре года (с 2018 по 2021 годы) был проведен 41 аукцион ВИЭ на общую установленную мощность 1710 МВт. Из них было отобрано 1 305,72 МВт установленных мощностей со следующей разбивкой по типам ВИЭ: ВЭС – 724,79 МВт, СЭС – 436,5 МВт, ГЭС – 123,88 МВт, БиоЭС – 20,55 МВт. Всего в аукционах приняло участие 196 компаний из 12 стран: Казахстан, Россия, Китай, Турция, Нидерланды, Франция, ОАЭ, Болгария, Италия, Германия, Малайзия и Испания. По итогам аукционных торгов 2018-2021 годов. 60 компаний подписали контракты с единым закупщиком электроэнергии ВИЭ – ТОО «Расчетно-финансовым центром по поддрежке ВИЭ» (далее - РФЦ) на 15-20 лет на суммарную мощность 1 209,02 МВт.

По итогам аукционов с 2018-2021 года максимальное снижение аукционной цены по проектам ВЭС составило 37,9 %, СЭС – 72 %, ГЭС – 24 % и БиоЭС – 0,3 %. Это является хорошим результатом, подтверждающим, что аукционы обеспечивают снижение цен и позволяют определить рыночные цены на электрическую энергию от объектов ВИЭ в Казахстане.

В 2021 году на объектах ВИЭ было выработано 4,2 млрд. кВтч электроэнергии, или 3,7 % от всей генерации – очередной рекордный показатель для зеленого сектора, на который еще пять лет назад приходился лишь 1 % вырабатываемой электроэнергии. Наибольший вклад в рост зеленой генерации внесли ветровые электростанции, где было произведено 1,8 млрд. кВтч (42 %), на солнечных электростанциях выработка увеличилась до 1,6 млрд. кВтч (38 %). Реализация электроэнергии ВИЭ через РФЦ составляет более 92 % в 2021 году.

Вместе с этим, на сегодня стоит четкая задача по постепенной декарбонизации всей отрасли, и привлечение инвестиций на такие капиталоёмкие проекты требуют соответственной поддержки. Существующая система тарифообразования на выработанную электростанциями энергию, не позволяет внедрять современные технологии ввиду отсутствия окупаемости. Так, в связи с отсутствием механизмов финансирования экологических мероприятий для энергогенерирующих организаций при текущем и без того сложном финансовом положении исполнить мероприятия в рамках экологического законодательства (выполнить обязательства по декарбонизации производства, внедрению НДТ, автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду (АСМ) и др.) будет практически нереально.

Таким образом, анализ имеющихся прогнозов и сценариев развития свидетельствует о том, что достижение своей безусловной цели будет возможно для отрасли только в том случае, если будут предприняты дополнительные меры поддержки компаний энергетического сектора, кроме того нужно определить те станции, которые экономически целесообразней вывести из эксплуатации (построив взамен новую генерацию) чем тратить десятки миллиардов на экологические мероприятия.

Отсутствие законодательных актов или отдельных стратегических документов, непосредственно направленных на решение вопросов трансформации энергетики, низкоуглеродного развития и проблем изменения климата, также отражается на ограниченной межведомственной координации и слабом отражении вопросов декарбонизации в долгосрочных планах социально-экономического развития, что в некоторых случаях приводит к установке противоречивых целевых индикаторов. Иначе говоря, нужно соотнести возможности экономики в целом (и энергетики в частности) с экологическими инициативами.

Таким образом, для решения задачи требуется кардинальная трансформация отрасли и ценового регулирования.

Энергетические компании страны в свою очередь должны будут пересмотреть свои стратегии развития основываясь на ESG-принципах.

**2.9 Энергосбережение и повышение энергоэффективности**

Развитие сферы энергосбережения и повышения энергоэффективности является одним из приоритетных направлений в системе государственного планирования.

С развитием экономики Казахстана потребность в энергоресурсах только увеличивается. Основное потребление энергоресурсов в Казахстане приходится на сферу промышленности. 67 % электроэнергии приходится на крупных промышленных потребителей.

В Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2025 года определена задача по снижению энергоемкости ВВП Казахстана не менее чем на 25 % к 2025 году.

В Казахстане создан Государственный энергетический реестр (ГЭР), ведение которого осуществляет АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения», куда включены государственные учреждения и субъекты квазигосударственного сектора, потребляющие более 100 тонн условного топлива (т.у.т.) в год, а также субъекты бизнеса, потребляющие более 1500 т.у.т. в год.

Ведение ГЭР предоставляет возможность наблюдения за ростом/снижением энергопотребления, реализацией предприятиями планов внедрения энергосберегающих технологий, возможность проведения ежегодного анализа и энергоаудита, а также сбора прогнозных показателей.

Энергопроизводящие и энергопередающие организации являются субъектами ГЭР и обязаны проводить энергоаудит, на основании которого составляется и утверждается план мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Основной целью мероприятий это увеличение эффективности использования топлива генерирующим оборудованием электростанций при производстве электрической энергии (как за счет введения в эксплуатацию энергоэффективного оборудования, так и за счет оптимизации балансов производства электрической и тепловой энергии), сокращение расхода энергии на собственные нужды, сокращение потерь при передаче и распределении электроэнергии.

**2.10 Электромобили**

По состоянию на 2022 год общее количество электромобилей на вторичном рынке составляет 451 единиц *(0.01% от общего рынка автомобилей)*. При этом за 1 полугодие 2022 года первично зарегистрировано 196 единиц электромобилей, что показывает положительную динамику роста парка электромобилей. Динамика роста неудивительна с учетом стоимости владения электромобилем. К примеру, в условиях Казахстана, стоимость каждого километра пути на электромобиле с запасом хода 500 км, мощностью 350 кВт и аккумуляторной мощностью 85 кВтч (Tesla) составляет - **8,5 тенге** *(в городском цикле)*. Для сравнения стоимость топлива за каждый километр пути Chevrolet Cobalt 1.5, объем бака 47 литров составляет – **22,14 тенге** *(из расчета: 10,4 литра на 100 км. в городском цикле при цене на АИ 92 – 182 тенге)*. Учитывая, что средний пробег по Республике Казахстан 20 000 километров годовые затраты на подзарядку электромобиля составит 170 000 тенге с учетом тарифа за 1 кВтч в размере 50 тенге, что в 2,5 раза дешевле затрат на ГСМ для двигателей внутреннего сгорания (далее - ДВС). Несмотря на очевидную выгоду, население страны пока не готово массово пересаживаться на электромобили, так как существуют следующие барьеры:

1. Высокая первичная стоимость электромобиля в сравнении с авто ДВС. Порядка 40% стоимости электромобиля составляет аккумуляторная батарея;
2. Нет достаточного количества зарядных станции;
3. Отсутствуют специализированные сервисы и поставка запчастей;
4. Неизвестна остаточная стоимость при продаже на вторичный рынок.

По данным платформы «Global Carbon Atlas» за последние 22 года Казахстан не уменьшил, а наоборот увеличил выбросы углекислого газа. Если в 2000 году Казахстан занимал 27 место, то в 2020 году уже 20-е место среди 221 стран. При этом, доля вклада в выбросы парникового газа автомобильным транспортом также возросла с 6,47% в 2015 году до 8% в 2019 году. Стоит отметить, что в мировой практике доля вклада в выбросы парникового газа автомобильным транспортом в среднем составляет 20-25% от общих выбросов углекислого газа.

Для снижения выбросов парниковых газов от транспортных средств на глобальном уровне активно набирают обороты движения по увеличение производства электромобилей. Целенаправленная политика стран-участниц Евразийского экономического союза в отношении развития электротранспорта требует оперативной реакции и со стороны Казахстана.

Согласно прогнозам экспертов к 2035 году в эксплуатации будут находится порядка 40 тыс. электромобилей. Из расчета, что в среднем 1 электромобиль потребляет в год 3 400 кВтч, ежегодное потребление в секторе электромобиль будет составлять 136 млн. кВтч. Динамика высчитана на основе средних показателей роста единиц автомашин в год.

Таблица 3 – Прогноз потребления электроэнергии электромобилями

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Год** | **Количество электромобилей, шт.** | **Потребляемая электрическая энергия, кВт\*ч** |
| 2022 | 451 | 1 533 400 |
| 2025 | 1 125 | 3 825 526 |
| 2030 | 6 267 | 21 309 406 |
| 2035 | 40 173 | 136 587 624 |

Согласно карте зарядных станций, для электромобилей eDrive.kz *(казахстанский системный Интегратор в области зарядной инфраструктуры для электромобилей)* в Казахстане насчитывается 50 работающих зарядных станции, из которых - 20 Type 2 (22 кВт), остальные Type 1 (7,1кВт). С учетом предполагаемого количества в 40 тыс. электромобилей, к 2035 году стране потребуется 8 тысяч зарядных станции *(из расчета 1 зарядная станция на 5 электромобилей)*.

По данным ОЮЛ «Союза предприятий автомобильной отрасли Казахстана «КазАвтоПром», частные инвесторы готовы инвестировать личные средства для увеличения количества зарядных станции, однако на уровне Правительства РК не выработана четкая позиция относительно перспектив развития отрасли, что является сдерживающим фактором в популяризации экологический чистого вида транспорта.

*Производство и переработка тяговых аккумуляторных батарей.*

В настоящее время в Казахстане производят и перерабатывают только свинцово-кислотные аккумуляторы. Аккумуляторы этой категории характеризуются отличными параметрами мощности. Однако в электромобиле, приходится делать ставку на решение, которое характеризуется высокой эффективностью даже при низких температурах, где свинцово-кислотные батареи работают плохо. По этой причине в электромобилях, используются литий-ионные тяговые аккумуляторы.

В Казахстане с учетом только разведанных залежей лития можно непрерывно поставлять сырье для собственных нужд и на экспорт на протяжении более 10 лет, а это валютные инвестиции, создание рабочих мест и признание мирового сообщества.

**2.11 Основные проблемы электроэнергетической отрасли**

**Техническое состояние и ограничения:**

* старение фондов и низкиетемпы модернизации;
* высокий уровень износа энергетических активов ЕЭС РК (генерирующего, передающего и вспомогательного оборудования);
* высокий уровень потерь по всей цепочке производства и потребления электрической и тепловой энергии;
* прогнозируемый дефицит электрической энергии и мощности, в том числе регулирующих;
* ограничение пропускной способности между отдельными энергоузлами НЭС и изолированность западной зоны ЕЭС РК;
* слабый уровень внедрения цифровых технологий в отрасли;
* не полный охват всех потребителей автоматизированными системами коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ);
* не полная наблюдаемость энергосистемы вследствие не полного охвата объектов энергосистемы техническими средствами автоматической системы диспетчерского управления;
* отсутствие систем мониторинга состояния объектов производства и передачи тепловой энергии;
* слабое развитие автономной и распределенной генерации (маломасштабные газовые станции и ВИЭ);
* проблемы, связанные с интеграцией ВИЭ в ЕЭС РК, по причине слабых региональных сетей и недостаточности маневренных мощностей;
* отсутствие заводов по производству крупного энергетического оборудования на территории страны.

**Инвестиционные издержки:**

* действующая система тарифного регулирования не дает стимулов для снижения собственных издержек иповышения эффективности производителей;
* отсутствие долгосрочной государственной политики в сфере тарифообразования;
* отсутствие практического интереса в инвестировании, вследствие сдерживания роста тарифов в электроэнергетической отрасли;
* недостаточность инвестиций в сфере энергосбережения;
* отсутствие механизма, стимулирующего привлечение инвестиций в теплоэнергетику;
* политика сдерживания тарифов на тепловую и электрическую энергию в ущерб развитию отрасли;
* отсутствуют меры поддержки со стороны государства по льготному кредитованию капиталоёмких вложений в электроэнергетической отрасли;
* отсутствие индексации величин предельных тарифов на электроэнергию и электрическую мощность на уровень инфляции.

**Рыночные недостатки:**

* правила и дизайн рынка электроэнергии, с высокой концентрацией вертикально интегрированными энергетическими компаниями по своей структуре, дают отдельным его участникам возможность проявлять «рыночную власть» при продаже электроэнергии;
* недостаточный уровень конкуренции между энергопроизводящими организациями и между энергоснабжающими организациями;
* отсутствие равного и недискриминационного доступа покупателей к электроэнергии производителей;
* введение индивидуального регулирования тарифов на электроэнергию;
* ограниченные возможности розничных потребителей на выбор поставщика электроэнергии.

 **Регуляторные пробелы:**

* разрозненное регулирование электроэнергетической отрасли со стороны уполномоченных государственных органов;
* отсутствие государственного регулирования стоимости угля и тарифов на железнодорожные перевозки энергетического топлива;
* большое количество энергопередающих организаций;
* наличие бесхозяйных электрических и тепловых сетей в регионах;
* отсутствие независимого системного оператора;
* отсутствие независимого Совета рынка.

**Экологические проблемы:**

* несогласованность экологической политики и политики тарифного регулирования отрасли;
* отсутствие механизмов и источников финансирования экологических мероприятий (внедрение автоматизированной системы мониторинга - АСМ и наилучшие доступные технологии - НДТ, финансовое обеспечение ликвидации последствий эксплуатации объектов 1 категории);
* дефицит углеродных квот
* отсутствие согласованных планов ввода и вывода генерирующих мощностей в долгосрочных перспективах перехода к углеродной нейтральности;

**Социально-экономические вопросы:**

* существенная нехватка профессиональных кадров;
* низкий уровень подготовки молодых специалистов;
* слабая мотивация для притока специалистов в отрасль;
* низкая оплата труда в отрасли;
* высокий уровень аварийности и травматизма на энергетических предприятиях;
* низкий уровень информированности в сфере энергосбережения среди населения.

**Институциональные вопросы:**

* отсутствие института и (или) научно-технического совета развития электроэнергетической отрасли для проведения аналитической работы, экономического моделирования и расчетов влияния электроэнергетической отрасли на экономику, выработки предложений по совершенствованию законодательства и стратегического видения отрасли;
* отсутствие инвестиционной поддержки новых разработок.

**Раздел 3. Обзор международного опыта**

**Модели рынка электроэнергии**

Обобщая мировой опыт реформирования электроэнергетики, можно выделить четыре базовых модели функционирования электроэнергетической отрасли:

1) вертикально-интегрированная модель – цикл от производства до сбыта электроэнергии осуществляется в рамках интегрированной компании, при этом сбыт осуществляется по регулируемым тарифам;

2) модель независимых производителей – по сути вертикально-интегрированная модель при условии существования конкуренции производителей;

3) модель единого закупщика – конкуренция производителей за получение контракта на поставку электроэнергии единому закупщику, который по регулируемым тарифам реализует электроэнергию сбытовым компаниям;

4) конкурентная модель – конкуренция производителей электроэнергии в рамках оптового рынка электроэнергии, основными покупателями на котором являются сбытовые компании, непосредственно осуществляющие взаимодействие с потребителем.

Каждая из перечисленных моделей обладает как преимуществами, так и недостатками, сочетание которых в сочетании с внутренними факторами, характерными для той или иной страны влияет на выбор целевой модели функционирования отрасли электроэнергетики. Преимущества и недостатки каждой из четырех моделей представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Преимущества и недостатки моделей электроэнергетики

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Модели** | **Преимущества** | **Недостатки** |
| Вертикально-интегрированная модель | сохранение сложившейся структуры;возможность контроля за ценами – предсказуемость для потребителей и государства |  - отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности; - необходимость государственного участия в финансировании отрасли либо перекладывания расходов на потребителей |
| Модель независимых производителей | привлечение частных инвесторов при минимальных структурных изменениях;возможность контроля за ценами – предсказуемость для потребителей и государства |  - необходимость для привлечения в отрасль частного капитала государственных гарантий в части уровня цен и политики в части других составляющих рынка |
| Модель единого закупщика | привлечение частных инвесторов при ограниченных структурных изменениях;возможность контроля за ценами;предсказуемость для потребителей и государства | – необходимость обеспечения прозрачности работы «единого закупщика»– возникновение кассового разрыва у энергопроизводящих организаций ввиду несвоевременного получения платы за электроэнергию от «единого закупщика» вследствие задержки (отсутствия) оплаты со стороны отдельных субъектов оптового рынка за поставленную им электроэнергию |
| Конкурентная модель | привлекательность для частных инвесторов;наличие стимулов для повышения эффективности;стимулирование саморазвития отрасли |  - отсутствие возможности контроля за ценами; - необходимость значительных структурных преобразований; - коррекция уровня цен до экономически обоснованного уровня |

Для проведения необходимых сопоставлений выделим основные преимущества и недостатки существующих моделей функционирования отрасли электроэнергетики в Великобритании, США, странах Скандинавии, Венгрии, Италии, Бразилии, России, которые представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Преимущества и недостатки существующих моделей электроэнергетики рассматриваемых стран

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Страны** | **Преимущества** | **Недостатки** |
| США | высокая степень самостоятельности регионов в вопросе реформирования электроэнергии (выбор модели, момента начала реформ и скорости их проведения) | * региональная несбалансированность структуры электроэнергетической отрасли;
* принцип неприкосновенности частной собственности осложняет проведение реформ, предполагающих разделение электроэнергетики на генерацию, передачу, распределение и сбыт
 |
| Страны Скандинавии | высокая степень развития конкуренции | подверженность рынка электроэнергии волатильности, свойственной рынкам финансовых инструментов |
| Великобритания | высокая степень развития конкуренции | возрастающая конкуренция ведет к уменьшению рыночной капитализации несмотря на рост эффективности |
| Венгрия | * конкуренция между генерирующими компаниями;
* высокая степень государственного контроля посредством сохранения собственности за основными компаниями в различных секторах отрасли (генерация, передача, распределение, сбыт, диспетчеризация)
 | * доминирование государственной компании MVM во всех секторах отрасли, ограниченная конкуренция;
* наличие регулируемого сегмента
 |
| Италия | * конкуренция между генерирующими компаниями;
* ENEL является «национальным лидером»;
* система единого закупщика обеспечивает интересы защищенных потребителей (домохозяйства, малый бизнес)
 | ограниченная конкуренция вследствие того, что ENEL сохраняет позицию крупнейшего игрока |
| Бразилия | высокая степень контроля государства над отраслью | * ограниченная конкуренция;
* существование вертикально-интегрированных холдингов;
* возможность выбора потребителем сегмента (регулируемого или не регулируемого), как следствие большая доля регулируемого сегмента
 |
| Россия | полноценная конкуренция между генерирующими компаниями | * наличие регулируемого сегмента;
* отсутствие полноценной конкуренции в области сбыта электроэнергии конечным потребителям
 |

Модели организации экономических отношений в электроэнергетике разных стран строились в соответствии с основной целью и исходя из наличия начальных экономических условий (достаточность генерирующих мощностей, относительный объем производства электроэнергии, уровень интеграции передачи внутри страны с соседними странами, соотношение цен на оптовом рынке с экономической стоимостью, доступ к фондовому рынку и др.), а в зависимости от причин реструктуризации выбирались его конкретные пути и направления (таблица 6).

Таблица 6 – Обобщенные сведения о причинах и путях реструктуризации предприятий в электроэнергетике в зарубежных странах

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Страна** | **Причины реструктуризации** | **Пути реструктуризации** |
| Норвегия | Избыток мощности и стремление повысить эффективность | Открытый доступ к сетям всех потребителей, сохранение вертикально-интегрированных энергокомпаний, разделение производства и финансового учета, сохранение государственных энергокомпаний |
| Швеция | Повышение эффективности отрасли | Оперативная дезинтеграция (производство и продажа электроэнергии отделены от ее передачи), сохранено государственное владение |
| Колумбия | Дерегулирование экономики для повышения эффективности, стимулирования инвестиций и поддержания промышленности | Оперативное дезинтеграция; государственное владения; создание законодательной основы для приватизации |
| Испания | Избыток мощности, сопровождаемый финансовым кризисом в отраслевых энергокомпаниях | Частичная оперативная дезинтеграция, современная интегрированная система (разделены производство и распределение электроэнергии) и новая независимая система; усиление конкуренции и снижение влияния государственного планирования; наличие как частной, так и государственной собственности |
| США | Необходимость гарантировать большую свободу доступа к передающей сети | Стимулирование конкуренции на оптовом рынке электроэнергии, разрешение свободного доступа к сети, оперативная дезинтеграция, которая разделяет передачу электроэнергии от ее производства, частная собственность |
| Великобритания | Необходимость повысить эффективность отрасли, избыток мощности и инвестиций | Оперативная дезинтеграция производства и передачи электроэнергии, приватизация |
| Чили | Тяжелое финансовое положение энергокомпаний вследствие инфляции и субсидирования тарифов  | Оперативная дезинтеграция обеих государственных энергокомпаний, приватизация |
| Перу | Повышение эффективности управления; подъем на новый уровень электрификации; удовлетворение быстро растущего потребления электроэнергии | Оперативная дезинтеграция (производство, передача и распределение); приватизация |
| Австралия (штат Виктория) | Повышение эффективности системы с избыточной капитализацией для восстановления конкурентоспособности | Оперативная дезинтеграция (производство, передача и распределение); предстоящая приватизация |

Как видно из таблицы, конкретные пути рыночных преобразований электроэнергетики в разных странах различны. Вместе с тем каждая из стран решала общие принципиальные задачи, без которых реструктуризации невозможно было бы осуществить. К таким задачам относятся: технология передачи электроэнергетики в частные руки; определение видов независимых рыночных субъектов; выбор формы организации рынка электроэнергии; разработка механизма торговли и расчетов на рынке электроэнергии; определение степени, формы и методов регулирования рынка электроэнергии.

Однако некоторые страны, такие как Португалия, Франция и другие европейские страны, пока не предпринимают шаги по организации конкурентного рынка электроэнергии.

Переход к рыночной, в той или иной степени конкурентной модели функционирования и развития национальной энергетики сопряжен с определенными проблемами, с необходимостью решения которых, так или иначе, сталкивается каждая из стран, вставших на путь реструктуризации предприятий отрасли электроэнергетики:

- разделение отрасли по функциям, т.е. отделение выработки электроэнергии от ее транспортировки и распределения;

- создание конкурентного рынка генерации;

- формирование инфраструктуры электроэнергетического хозяйства;

- применение более сдержанной политики государственного регулирования;

- регулирование цены только через ограничение ее сверху, отход от регулирования посредством ограничения нормы прибыли;

- отделение функции передачи электроэнергии от ее распределения и сбыта;

- постепенное создание условий для конкуренции в области торговли электроэнергией;

- привлечение иностранных инвестиций в национальную электроэнергетику;

- создание независимых системных операторов.

Решение проблем и выбор пути реструктуризации предприятий в электроэнергетике отдельной страны преимущественно связан не только с национальной спецификой, но также с инвестиционными возможностями каждого конкретного отдельно взятого государства.

В результате проведенного анализа сущности и содержания процессов реструктуризации национальных энергетических компаний на основе функционального разделения и внедрения конкурентного механизма его существования и развития, можно сделать вывод о том, что в современный период в той или иной степени сложился оптовый рынок электроэнергии, и в большинстве стран достигнуты позитивные результаты, такие как повышение надежности электроснабжения потребителей, рост эффективности функционирования электроэнергетики и снижение цен на продукцию отрасли.

**Опыт организации и функционирования саморегулируемых организаций в электроэнергетике**

Международный опыт четырех саморегулируемых организаций в области электроэнергетики Российской Федерации, Европейского Союза, штата Техас в Соединенных Штатах Америки (ERCOT), а также Североамериканского агентства по надежности электроснабжения Совета (NERC), был взят из отчета по совету рынка Казахстана – новая модель, подготовленного компанией TETRA TECH ES, INC для проекта USAID «Энергетика Центральной Азии».

Таблица 7 – Обзор международного опыта

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Регион** | **Организация** | **Ключевые характеристики** | **Что возможно применить в РК** |
| США/Техас  | ERCOT  | Динамичное рыночное ценообразование Сочетание ископаемого топлива и возобновляемых источников энергии Некоммерческая корпорация, но она остается под надзором Комиссии по коммунальным предприятиям Техаса (PUCT). Управляет работой оптового и розничного рынков электроэнергии Контролирует планирование передающей сети Управляет работой энергосистемы штата  | Саморегулирование на основе членства Полномочия принимать рыночные правила Мониторинг рынка Платформа для переговоров между участниками рынка Финансирование на основе тарифа, оплачиваемого участниками рынка  |
| Северная Америка  | NERC  | Обеспечение надежности работы энергосистем Работа со всеми заинтересованными сторонами для разработки Стандартов надежности для работы энергосистемы Мониторинг соблюдения стандартов надежности  | Полномочия по принятию стандартов и правил надежности Санкции за нарушение норм и правил надежности Финансирование через организации-члены  |
| Россия  | Market Council  | Переходная экономика Создан в ходе реформы по либерализации рынка Сходство в структуре рынка электроэнергии Потенциальная региональная интеграция  | Саморегулирование на рынке электроэнергии Полномочия принимать правила оптового и розничного рынка Надзор за оптовым и розничным рынком электроэнергии Членские взносы  |
| ЕС/Северные страны  | Nord Pool  | Либерализация рынка и разделение по сферам деятельности (3-й энергетический пакет) Международное сотрудничество Интегрированный энергетический рынок Ответственность национальных органов власти и системных операторов на региональном рынке  | Либерализованный рынок электроэнергии как эталон Разнообразие рыночных торговых инструментов Низкий уровень концентрации рыночной силы Консолидация интересов различных TSO, правительств и регулирующих органов Комиссия, определяемая на основе объема и сделок клиентов  |

**Совет Рынка (Российская Федерация)**

Совет Рынка в России является саморегулируемой организацией, созданной в форме некоммерческого партнерства и объединяющей субъекты электроэнергетики и крупных потребителей электроэнергии.

Совет Рынка создан в целях обеспечения функционирования коммерческой инфраструктуры рынка электроэнергии, эффективной взаимосвязи оптового и розничного рынков, создания благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль и выработки обшей позиции участников оптового и розничного рынков по вопросам электроэнергетики и продвижения саморегулирования на рынке электроэнергии.

АО «Администрация торговой системы» (АТС) является 100%-ной дочерней структурой НП «Совет Рынка», администрирующей торги между производителями электроэнергии, потребителями и другими участниками рынка.

К функциям Совета Рынка в России относятся:

* ведение реестра субъектов оптового рынка, принятие решений о присвоении или лишении статуса субъекта оптового рынка;
* разработка форм договоров о присоединении к торговой системе оптового рынка, регламентов оптового рынка, типовых форм договоров, торгов на оптовом рынке электрической энергией, мощностью, иными товарами, обращающимися на оптовом рынке, а также дополнительных услуг связанные с обращением указанных товаров на оптовом рынке;
* организация процесса досудебного урегулирования споров (посредничества) между субъектами оптового рынка и другими субъектами электроэнергетики. Комиссия по досудебному урегулированию споров действует как постоянно действующий орган Совета Рынка. Досудебное урегулирование споров является добровольной процедурой, осуществляемой на основании совместного заявления сторон спора. Оно основано на принципе конфиденциальности, поэтому переговорные заседания являются закрытыми;
* установление системы и порядка применения имущественных и существующих штрафных санкций к субъектам оптового рынка, включая исключение из Оптового рынка электроэнергии (WEM);
* участие в подготовке проектов правил оптового и розничного рынков и предложений по их изменению;
* осуществление контроля за соблюдением норм и правил оптового рынка субъектами оптового рынка - участниками торговли электрической энергией и мощностью, организациями коммерческой инфраструктуры, организациями по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
* подтверждение объёма производства на основе возобновляемых источников энергии квалифицированными генерирующими объектами;
* мониторинг ценовой ситуации на оптовом и розничных рынках, в том числе на основе первичных статистических данных, содержащихся в формах федерального статистического наблюдения, и иной информации, предоставляемой федеральными органами исполнительной власти в установленном ими порядке;
* проведение оценки экономических последствий для потребителей на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности), вызванных возможным выводом из эксплуатации электростанций, в отношении которого собственником подано заявление на вывод из эксплуатации.

**ERCOT (Техас, США)**

В Техасе функционирует энергосистема с десятками присоединённых оптовых и розничных поставщиков электроэнергии, работающих на открытом рынке. Техасский совет по надежности электроснабжения (ERCOT) является независимой некоммерческой организацией, которая управляет работой энергосистемы штата, а также работой оптового и розничного рынков, при этом обеспечивая недискриминационный открытый доступ к системе передаче. ERCOT регулируется комиссией штата по регулированию коммунальных услуг.

ERCOT покрывает 90% электрической нагрузки штата, под его контролем находится более 46500 миль линий электропередачи. Энергосистема ERCOT не синхронизирована с двумя остальными основными национальными энергообъединениями США, Eastern Interconnection и Western Interconnection и работает изолировано от них.

Основная ответственность ERCOT заключается в обеспечении балансирования спроса и предложения для обеспечения надежной работы энергосистемы и управления потоком электроэнергии для примерно 26 миллионов населения штата. К участникам рынка относятся потребители, кооперативы, производители, поставщики электроэнергии, розничные поставщики электроэнергии, частные электроэнергетические компании, передающие и распределительные компании, а также муниципальные электроэнергетические компании.

ERCOT является некоммерческой организацией, которой управляет совет директоров и регулируется Комиссией штата по регулирования предприятий коммунального хозяйства (PUCT).

В Техасе проведена реструктуризация оптового сектора электроэнергетического рынка, на котором компании, производящие электроэнергию, продают ее на конкурентной основе. Согласно теории реструктуризации введение оптовой конкуренции между энергетическими компаниями приводит к снижению тарифов на электроэнергию и повышению надежности поставок для потребителей.

В Техасе также был реструктуризирован сектор розничной торговли электроэнергией, на котором все потребители, в том числе бытовые, имеют возможность выбирать своих поставщиков электроэнергии, однако распределительная компания по-прежнему остаётся регулируемой монополией и несет ответственность за доставку электроэнергии в дома и предприятия по своим линиям электропередач. Распределительные компании осуществляют техническое обслуживание линии электропередач и восстановление электроснабжения в случае отключения электроэнергии. Роль ERCOT на этом рынке заключается в установлении правил (при условии утверждения их регулирующим органом) и управлении рынками, касающихся выборов конечными потребителями своих поставщиков и изменениями этих выборов.

В ERCOT насчитывается более 600 объектов по производству электроэнергии, принадлежащих многочисленным генерирующим компаниям Техаса. В штате имеет разнообразный портфель генерирующих ресурсов, работающих на ископаемом, ядерном топливах и на возобновляемых источниках энергии. Однако большинство потребителей не покупают электроэнергию напрямую у генерирующих компаний. Вместо этого потребители покупают электроэнергию у розничных поставщиков электроэнергии (РЭП), которые, в свою очередь, закупают энергию на оптовом рынке

В Техасе есть несколько передающих и распределительных сетевых компаний, отвечающих за инфраструктуру, которая доставляет электроэнергию от электростанций к потребителям: линии электропередач, опоры, подстанции, трансформаторы и столбы. Основными TDU в Техасе являются: AEP Texas Central, AEP Texas North, CenterPoint Energy, Oncor Electric Delivery, Sharyland Utilities, Texas-New Mexico Power.

Розничные поставщики электроэнергии (РЭП) — это компании, которые продают электроэнергию потребителям, предлагая различные тарифные планы в соответствии с определенными договорными условиями и ценой за киловатт-час. Электроэнергия поставляется по сетям, эксплуатируемым ТDU.

Когда потребитель получает счет за электроэнергию, компонент счёта - плата, собственно, за электроэнергию взимается REP, а компонент за передачу и распределение взимается TDU. Плата за TDU одинакова для всех потребителей в одной территории обслуживания, но цены на электроэнергию могут отличаться в зависимости от выбранного потребителем тарифного плана.

Брокеры на рынке электроэнергии это компании или частные лица, которые помогают потребителям покупать электроэнергию у поставщиков. Цены на оптовом рынке варьируются в зависимости от места и времени, и в зависимости от спроса и предложения. Например, пик оптовых цен обычно приходится на лето, когда потребление достигает своего пика, а поставки приближаются к максимуму возможностей, что приводит к повышению цен. Однако на розничном рынке некоторые розничные поставщики предлагают клиентам варианты с фиксированной ценой, чтобы помочь им застраховаться от меняющихся цен на оптовом рынке. Брокеры сравнивают доступные на рынке цены и предлагают информацию потребителям с тем, чтобы потребители могли выбрать лучший вариант в соответствии со своими профилями потребления.

Одной из основных задач и целей ERCOT является обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения, что осуществляется путем контроля и управления работой энергосистемы штата.

Однако ERCOT также обеспечивает сохранение конкурентоспособности на рынке электроэнергии путем мониторинга и управления биржевыми сделками между поставщиками электроэнергии и энергопроизводящими организациями, контролируя соответствие выполняемых операций с установленными ERCOT правилами и положениями. Кроме того, как и на других организованных рынках, у ERCOT есть назначенный наблюдатель за рынком, роль которого заключается в оценке конкурентоспособности рынка, потенциальных или фактических злоупотреблениях со стороны участников рынка и выработке рекомендаций по улучшению функционирования рынка. Кроме того, регулирующие органы также следят за рынком, чтобы гарантировать справедливость и разумность результатов, включая цены, полученные на рынке.

По состоянию на апрель 2021 года ERCOT заявляет, что финансируется за счет тарифа за системное администрирование в размере 55,5 центов за МВтч, что составляет 0,0555 центов за КВтч. Для большинства техасцев это означает, что около 50-60 центов от счета за электроэнергию ежемесячно идут на финансирование ERCOT.

**NERC (Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения)**

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (NERC) — это международная организация, созданная для обеспечения надежности работы энергосистем Северной Америки на высоковольтном уровне (Bulk Power System или BPS). Ее миссия заключается в обеспечении эффективности и действенного снижения рисков для обеспечения надежности и безопасности работы энергосистемы, для чего она «разрабатывает и применяет стандарты надежности; ежегодно оценивает сезонную и долгосрочную надежность; осуществляет мониторинг энергосистем на высоковольтном уровне, а также проводит обучение, подготовку и сертификацию отраслевого персонала». Зона ответственности NERC охватывает континентальную часть США, Канаду и северную часть штата Баха Калифорния в Мексике. NERC является организацией по обеспечению надежности электроснабжения (ERO) в Северной Америке, надзор за деятельностью которой осуществляют Федеральная комиссия по регулированию энергетики США (FERC) и государственные органы Канады. В юрисдикцию NERC входят потребители, владельцы и операторы систем высоковольтного электроснабжения, которые обслуживают почти 400 миллионов человек.

Около двух третей потребителей электроэнергии в США проживают в регионах, где услуги по передаче электроэнергии предоставляют независимый системный оператор (ISO) или региональный оператор передачи (RTO), которые осуществляют контроль за производством и поставкой электроэнергии потребителям на реструктуризированных рынках.

Ежегодный бизнес-план и бюджет NERC подлежит утверждению FERC, и после утверждения ежегодное финансирование NERC обеспечивается в основном за счет взносов, организаций, обслуживающих потребителей. Эти взносы распределяются по принципу «спроса на электроэнергию». Аналогичные механизмы финансирования предусмотрены в Канаде в соответствии с конкретными законами и правилами каждой провинции. Требования к финансированию региональных организаций рассматриваются отдельно в соответствующих бизнес-планах и бюджетах, которые должны быть рассмотрены и утверждены NERC и FERC. Начисления на региональные организации в США включены в общие начисления NERC для обслуживающих потребителей организаций.

NERC также финансируется за счет следующих взносов:

* финансирование третьими сторонами;
* оплата обучения, тестирования, семинаров;
* услуги программного обеспечения;
* вычет процентов от штрафов за нарушение надежности электрических сетей.

Nord Pool **(Северная Европа)**

Группа Nord Pool (далее - Nord Pool) обеспечивает работу ведущего европейского рынка электроэнергии в части торговли электроэнергией, клиринга, заключение договоров и предоставление сопутствующие услуг на рынках на сутки вперед и внутридневных рынках в 16 европейских странах (скандинавские, балтийские, британские, немецкие, польские, французские, голландские, бельгийские и австрийские рынки).

Nord Pool EMCO является администратором индикативной цены для скандинавского рынка электроэнергии на сутки вперед. Его деятельность регулируется Национальным органом регулирования энергетики (Reguleringsmyndigheten for Energi' - часть Директората водных ресурсов и энергетики Норвегии).

В начале 1990-х годов Северные страны провели реструктуризацию своих рынков электроэнергии и объединили свои отдельные рынки в общий Северный рынок.

Межсистемные связи между Северными странами, Европейским континентом и Балтикой позволили создать крупный рынок, что повысило надежность энергоснабжения, а также открыло доступ к различным источникам выработки энергии. Около 360 предприятий из 20 стран торгуют на рынках Nord Pool в Северном и Балтийском регионах, Соединенном Королевстве (Великобритании), Центральной Западной Европе (охватывающей Австрию, Бельгию, Францию, Германию, Люксембург и Нидерланды) и Польше.

В течение 2021 года суммарный объём купли-продаж участниками рынка электроэнергии в Nord Pool составил 963 ТВтч электроэнергии.

Nord Pool относится к рынкам, где торгуется только электроэнергия (рынки без торговли мощностью), в отличие от рынков, в которых существует оплата и торговля мощностью, как, например, в России. На рынках электроэнергии Nord Pool потребители не платят за наличие генерирующих мощностей, а поставщики электроэнергии не получают платежей за мощность.

Рынок электроэнергии Nord Pool:

* Рыночная система Nord Pool состоит из четырех независимых рынков - спотового, фьючерсного, опционного и базового. Скандинавский рынок электроэнергии имеет следующие особенности: единые правила торговли, отсутствие трансграничных пошлин на покупку и продажу электроэнергии, торговля электроэнергией на централизованном рынке в двух формах (физические поставки электроэнергии, то есть прямые поставки электроэнергии от производителя к потребителю, и финансовые инструменты).
* Рынок электроэнергии представляет собой развитый торговый рынок, в котором участвует и сотрудничает множество игроков: системные операторы, производители, дистрибьюторы, трейдеры, брокеры, клиринговые компании, финансовые аналитики и т.д.
* 360 участников (как правило, производители электроэнергии, поставщики и трейдеры) из 20 стран торгуют на рынках Nord Pool. Крупные конечные потребители могут покупать электроэнергию напрямую через Nord Pool, а не пользоваться услугами трейдеров
* Операторы систем передачи (TSO) – операторы системы передачи, отвечающие за стабильное электроснабжение и работу высоковольтной сети.
* Производители - более 370 компаний, производящих электроэнергию в Северных и Балтийских странах.
* Распределительные компании - около 500 распределительных компаний, работающих в Северных и Балтийских странах. Распределительные компании обеспечивает доставку электроэнергии конечному потребителю. Электроэнергия передается от электростанции через сети электропередачи к конечному потребителю.
* Поставщики - около 380 компаний обслуживают конечных потребителей электроэнергии в странах Северной Европы и Балтии. Энергоснабжающая организация покупает электроэнергию либо напрямую у производителя, либо через Nord Pool, а затем перепродает ее малым и средним компаниям и домохозяйствам. В каждой стране существует высокая конкуренция между поставщиками электроэнергии. Каждый конечный потребитель имеет право выбора поставщика и контракта на электроэнергию. Предлагаются различные виды контрактов на электроэнергию: контракт по фиксированной цене, контракт по рыночной цене и т.д. В настоящее время конечные потребители электроэнергии не могут выбрать поставщика из другой страны.
* Трейдеры / брокеры - организации, владеющие электроэнергией в процессе торговли. Действуя в качестве посредников, они помогают поставщикам для розничных потребителей найти производителей, продающих определенное количество электроэнергии в определенное время.
* Конечные потребители — это либо компания, либо бытовые потребители, которые платят за потребленную электроэнергию, переданную электроэнергию и налоги. Конечные потребители могут выбирать поставщика в своей стране, но не могут выбирать оператора передачи.

***Выводы***

Изученный международный опыт показал, Совет рынка Казахстана может играть важную роль в развитии оптового и розничного рынков. Министерство энергетики может рассмотреть представленный передовой опыт саморегулирования в электроэнергетике и провести реформу по внедрению новой модели Совета рынка, соответствующей потребностям казахстанской электроэнергетики. Новая модель Совета рынка могла бы служить необходимым мостом между участниками рынка электроэнергии и стимулировать новые инвестиции в модернизацию и декарбонизацию сектора.

Рассмотренные модели управления международных СРО предоставляют ряд полезных рекомендаций по внедрению новой структуры управления Советом рынка Казахстана и включают несколько практических инструментов для продвижения автономии и компетенции Совета рынка, а также для обеспечения соблюдения его стандартов и правил. Так, ERCOT имеет 11 независимых членов в Совете директоров для обеспечения автономии и минимизации любого конфликта интересов в управлении. NERC законодательно делегированы полномочия по применению денежных и не денежных штрафов за нарушение стандартов надежности. Совет рынка России выполняет широкий спектр функций, таких как мониторинг цен, определение правил и стандартов на рынке электроэнергии, обеспечение соблюдения нормативных актов, организация механизма предварительного урегулирования споров между субъектами рынка. Его особая роль на оптовом и розничном рынках признана в российском законодательстве. Nord Pool имеет альтернативный подход к обеспечению соблюдения своих правил и норм. В отличие от введения санкций, организация разработала сильную корпоративную культуру соблюдения правил, сосредоточенную на обучении участников рынка.

Изучение рассмотренных примеров позволяет предположить, что внедрение отраслевого представительства, заложенного в структуру Совета рынка, повысит степень его автономии и легитимности. Кроме того, исследование показывает, что роль и полномочия Совета рынка должны быть четко определены в законодательстве путем разграничения его полномочий, компетенций и ответственности. Совет рынка Казахстана также может рассмотреть иной подход к соблюдению законодательства в дополнение к прямым финансовым и нефинансовым санкциям к субъектам рынка, например, продвижение официального кодекса поведения, совершенствование нормативных актов и образовательных программ.

Сравнительный анализ международных моделей Совета рынков представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Модели совета рынка

| **СТРАНА** | **КЛЮЧЕВЫЕ ФУНКЦИИ** | **СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ** | **РОЛЬ В СТРУКТУРЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ** | **ФИНАНСИРОВАНИЕ** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ERCOT(США/Техас) | Управление работой энергосистемыПланирование строительства новых электростанцийУправление рынком электроэнергии в ТехасеПереключения поставщиков/потребителей на розничном рынке | Совет директоров Технический консультативный комитет Главный исполнительный директор | Конкурентный рынок электроэнергии Саморегулирование с регулированием со стороны Комиссии по коммунальным услугам штата Техас (PUCT) и законодательного органа штата Техас. PUCT обладает основной юрисдикцией в отношении деятельности, осуществляемой ERCOT | Плата за администрирование системы передачи |
| NERC(Северная Америка) | Разработка региональных стандартов надежности Контроль за соблюдением и исполнением стандартов надежности (как в масштабах Северной Америки, так и на региональном уровне) Регистрация владельцев, операторов и пользователей BPS Оценка надежности и анализ эффективности Анализ событий и повышение надежности Информирование о ситуации и обеспечение безопасности инфраструктуры Работа со всеми заинтересованными сторонами по разработке стандартов для работы энергосистемы Оценка достаточности ресурсовПредоставление образовательных и учебных ресурсов в рамках программы аккредитации для обеспечения квалификации и мастерства операторов энергосистем.  | Комитет по соответствию Комитет по выдвижению кандидатур Комитет по технологиям и безопасности Комитет по корпоративному управлению и человеческим ресурсам (GOVERNANCE) Комитет по общеорганизационным рискам Комитет по финансам и аудиту (FINANCE) Комитет представителей членов (MRC) | Энергосистема США разделена на три основных региона, и внутри каждого из этих регионов расположены взаимосвязанные местные электросети. Сеть в целом работает с целью обеспечения минимальных потерь обслуживания даже в случае локальных сбоев;В США существует смесь регулируемых и Реструктурированных оптовых рынков электроэнергии.Представление программ по организации надежности электроснабжения | Платежи со стороны обслуживаемых потребителейФинансирование третьей сторонойОплата обучения, тестирования, семинаровУслуги программного обеспеченияВычет процентов из штрафов, выписанных за нарушение надежности электрических сетей. |
| Совет Рынка(Россия) | Определение порядка и ведение реестра субъектов оптового рынкаРазработка формы договора о присоединении к торговой системеОрганизация процесса досудебного урегулирования споровРазработка правилКонтроль за соблюдением правил и нормВалидация объёмов генерации, произведённой с использованием ВИЭМониторинг ценовой ситуации на оптовом рынке | Общее собрание членовНаблюдательный советПравление АссоциацииПредседатель Правления Ассоциации | Переходная экономика с большим государственным участием в электроэнергетикеРынки электроэнергии и мощности | Членские взносы |
| Nord Pool (ЕС/Скандинавия) | Осуществляет мониторинг заявок на физическую поставку электроэнергииУправляет мощностями, а также проверяет и отправляет результаты хорватскому оператору услуг по передаче электроэнергии HOPSОбеспечивает внутридневную торговлюПредлагает услуги по предоставлению рыночных данных, услуги по обеспечению соответствия или консультационные услуги через Nord Pool ConsultingКоммерческая биржа электроэнергииОператор рыночной связи | Совет директоровКонсультативный советКоманда менеджеров | Nord Pool назначен номинированным оператором рынка электроэнергии (NEMO) в Австрии, Бельгии, Дании, Эстонии, Финляндии, Франции, Германии, Великобритании, Ирландии, Латвии, Литве, Люксембурге, Нидерландах, Польше и Швеции. | Членский взносПлата за услугиПлата за образование |

**Управление спросом на электроэнергию**

Развитие телекоммуникаций, широкое распространение систем автоматизации и автоматики, а также эволюция развитых рынков электроэнергии привели к появлению концепции управления спросом (demand response), предполагающей повышение эластичности спроса путем целенаправленного воздействия на оборудование потребителей при возникновении соответствующих экономических или технологических условий. Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, необходимое как для снижения цен на рынке электроэнергии, так и для предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей, оптимизация управления энергосистемой, и интеграция возобновляемых источников энергии.

В управлении спросом могут принимать участие различные виды оборудования промышленных, сельскохозяйственных, коммерческих и бытовых потребителей. Основные возможности участия в управлении спросом для потребителей связаны со смещением графика потребления на периоды более низких цен, остановом или снижением интенсивности производственного процесса, полным или частичным отключением систем освещения, вентиляции и кондиционирования, а также с использованием собственных источников, включая запуск резервных источников питания или отключение от сети на изолированную работу с покрытием собственного потребления от резервного источника питания.

Потенциал снижения пиковой нагрузки в энергосистеме за счет использования программ управления спросом составляет, по различным оценкам, 10-15 % от величины пиковой нагрузки.

Согласно прогнозам Navigant Research, регулировочные возможности потребителей, участвующих в управлении спросом, вырастут с примерно до 144 ГВт в 2025 году по всему миру.

Принятие Еврокомиссией Пакета по чистой энергии (Clean Energy Package) в ноябре 2016 году отмечает начало широкомасштабного раскрытия потенциала управления спросом в Европе. В настоящее время в Европе задействовано около 20 ГВт управляемого спроса, при этом Еврокомиссия оценивает текущий потенциал в 100 ГВт с перспективой роста до 160 ГВт в 2030 году.

В базовом сценарии МЭА использование полного потенциала управления спросом (6 900,0 ТВтч) в мире приведет к появлению 185 ГВт дополнительной регулировочной способности к 2040 году, что примерно равно совокупной установленной мощности Италии и Австралии. Использование этого ресурса позволяет избежать инвестиций в размере 270 млрд. долларов США (в ценах 2016 года) в развитие инфраструктуры (строительство электростанций и сетей). Поскольку основная часть потенциала управления спросом сосредоточена в зданиях, в соответствии с базовым сценарием почти 1 млрд. домохозяйств и 11 миллиардов устройств и будут участвовать в программах управления спросом к 2040 году. Крупные коммерческие здания, такие как супермаркеты, отели и офисы, а также промышленные предприятия и электротранспорт также будут играть значительную роль.

Регуляторами нагрузки будут выступать компании, предоставляющие потребителям через электронные платформы возможность для управления потреблением электроэнергии.

Агрегатор может быть поставщиком электроэнергии или независимой компанией. Практика показывает, что важным элементом нормативной конструкции является допуск к работе на рынке независимых агрегаторов: например, на некоторых рынках в США свыше 80 % объема управления спросом предоставляется именно независимыми агрегаторами (82 % в PJM по данным за 2015 год), несмотря на то что поставщики также могут выполнять роль агрегаторов. Допуск агрегаторов к непосредственному участию в работе на рынке в отсутствие требований к их совместному участию с поставщиками или сбытовыми компаниями рассматривается как один из важнейших факторов успешного внедрения управления спросом в PJM.

Создание агрегаторов как новой функции на рынке электроэнергии – это ключевой импульс, обеспечивающий рост объема управляемого спроса, привлечение частных инвестиций и рост конкуренции.

**Умные сети (Smart Grid)**

Развитие энергосистем в странах Западной Европы и США изначально происходило в рыночных условиях и сформировалась определенная культура потребления. Множество потребителей, от предприятий до домохозяйств в Европе, стремятся экономить за счёт снижения потребления и потерь в своей сети, собственной генерации, накопление электроэнергии и перераспределения потребления на часы наименьшей загруженности энергосистемы, когда цена на электроэнергию снижается по закону спроса и предложения. Для достижения этих целей потребители вкладывают средства в том числе на установку и эксплуатацию систем Smart Grid. За прерывания электроснабжения и недостаточное качество электроэнергии потребитель получает компенсацию и при желании может поменять поставщика электроэнергии, таким образам для повышения надёжности электроснабжения, поддержания качества электроэнергии и снижения потерь выгодно вводить систем Smart Grid в электросетях всех уровней. Правительства развитых европейских стран и американских штатов проводят политику перехода на возобновляемые источники энергии, что в свою очередь приводит к распределенной генерации, которая за счёт сокращения расстояния между производителем и потребителем электроэнергии сокращает потери в сетях, но сетью с множеством мелких источников электроэнергии намного тяжелее управлять. Со старыми технологиями диспетчерского управления это сделать невозможно, и внедрения Smart Grid становится необходимым.

В мировой практике для определения умной сети используются ее атрибуты или признаки:

Таблица 9 – Атрибуты и признаки модели Smart Grid

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **США** | **Европейский союз** | **Россия** |
| способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии | гибкость – сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии | насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети |
| возможность активного участия в работе сети потребителей | доступнуость – сеть должна быть доступна для новых пользователей, причем в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники | большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы |
| устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников | надежность – сеть должна гарантировать защенность и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века | система сбора и обработки данных (программно-аппаратыне комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей |
| обеспечение требуемого качества передавемой электроэнергии | экономичность – наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении Smart Grid совместно с эффектинвым управлением и регулированием функционирования сети | наличие необходимых исполнительных органов и мехнаизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодейтвовать со смежными энергетическики объектами |
| обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии | безопасность – не допущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды | средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети |
| появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков |  | высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена |
| повышение эффективности работы энергосистемы в целом |  |  |

Два наглядных и результативных примера освоения концепции Smart Grid – Jeju Smart Grid Demonstration Project в Южной Корее и Smart Grid Smart City (SGSC) в Австралии.

Южная Корея - Jeju Smart Grid Demonstration Project

Южная Корея импортировала до 97 % энергии, а климатические особенности страны усиливали потребность в автономии: осенью у прибрежных районов проходят тихоокеанские тайфуны, чаще всего – у побережья острова Чеджу.

Jeju Smart Grid Demonstration Project запущен в 2009 г. и тестировался до 2013 г. на острове Чеджу, солнечный и ветреный климат которого делает остров идеальным местом для воплощения концепции Micro Grid.

За проектом, охватывающим 6 тыс. домов, наблюдает корейское министерство торговли, промышленности и энергетики (MOTIE). К 2030 г. остров планируют сделать нейтральным в отношении выбросов СО2 и энергонезависимым. В реализации проекта принимает участие 169 компаний.

Ожидается, что при выполнении намеченных планов к 2030 г. Южная Корея будет производить 11 % всей своей энергии из ВИЭ (по сравнению с 2,1 % в 2012 г.), устранит 230 млн. тонн СО2, создаст 50 тыс. рабочих мест, получит 74 трлн вон ($64 млрд.) на внутреннем спросе на новые технологии, сэкономит от 47 трлн вон ($40 млрд.), которые тратятся на импорт энергии, перестанет нуждаться в строительстве новых заводов стоимостью 3,2 трлн. вон ($2,8 млрд.) и заработает 49 трлн ($42 млрд.) на экспорте своих разработок.

Австралия - Smart Grid Smart City (SGSC)

Проект Smart Grid Smart City (SGSC) в Австралии разработан и профинансирован правительством Австралии в сотрудничестве с Ausgrid, EnergyAustralia и их партнерами: IBM Australia, GE Energy Australia, Sydney Water и городским советом Ньюкасла. Финансирование проекта состояло из правительственного гранта в $100 млн. и $400 млн. консорциума проекта. Проект начат в 2010 г. и в 2014 г. официально завершен.

Анализ результатов действия системы предполагает экономическую выгоду от $9,5 до 28 млрд. за 20 лет, частные потребители будут экономить от $156 до 2 тыс. в год.

**Развитие генерации по видам используемых энергетических ресурсов**

***Франция***

Во Франции основной акцент на период до 2050 года будет сделан на атомных электрических станциях (АЭС).

Стратегическое решение было принято в ноябре 2021 года, в целях обеспечения энергетической безопасности страны будет возобновлено строительство ядерных реакторов.

По действующим 56 ядерным реакторам планируется продлить срок эксплуатации до 50 лет, до этого безопасным считался срок в 40 лет. Будут также построены новые шесть реакторов нового поколения EPR-2. Их строительство начнут в 2028 году, а ввод в строй намечен на 2035 год. В проект будет вложено не менее 50,5 млрд. евро. Более того, предусмотрено еще восемь таких агрегатов, они появятся позднее.

Также Франция намерена вложить 1 миллиард евро в разработку малых модульных реакторов SMR мощностью от 50 до 500 МВт. Их преимущество - относительная простота изготовления, сборка на конвейере с дальнейшей доставкой на место эксплуатации.

В части ВИЭ, место которых в энергобалансе Франции пока невелико, акцент будет сделан на солнечной энергетике по сравнению с ветрогенераторами.

Объем получаемой от солнца энергии планируется увеличить в 10 раз, а от ветра – в два раза, для чего будут созданы 50 морских парков ветряных электростанций. Сейчас на АЭС вырабатывается более 70 % всего электричества, потребляемого в стране (планируется, что будет 80 %). На долю солнца приходится до 2 %, ветра – 8 %, газа и угля - до 9 % от всей генерации. При этом благодаря большим мощностям АЭС Франция вырабатывает электроэнергии больше, чем потребляет, экспортируя ее в Германию и Италию.

Кроме Франции, в ЕС у атомной энергетики есть другие сторонники - Чехия, Словакия, Венгрия, Румыния, Польша и Словения. Из не входящих в союз государств АЭС продолжают строить в Великобритании.

***Германия***

По оценкам немецкого правительства, в 2022 году страна импортирует около 35 % своего природного газа из России, и по сравнению с 55 % в 2021 году использует большую его часть для отопления и промышленности.

В 2021 году производство электроэнергии с использованием природного газа составляло около 15 % от общего производства электроэнергии в Германии. В текущем году отмечается снижение доли газа в производстве электроэнергии.

Германия обозначила ряд шагов, которые должны ускорить уменьшение доли газа в энергетическом комплексе и создать запасы на следующую зиму.

Правительство предоставит компаниям возможность расширить использование угольных электростанций, как альтернативного источника энергии, с учетом задержки достижения экологических целей по сокращению выбросов парниковых газов.

Закон об использовании угля будет действовать до 31 марта 2024 года, к этому времени правительство надеется создать устойчивую альтернативу российскому газу.

Правительство планирует ввести систему аукционов, которая будет побуждать промышленность к снижению потребления газа.

Ранее в 2019 году правительство Германии приняло решение до конца 2038 года отказаться от использования угля для производства электроэнергии.

Угольные теплоэлектростанции имеют в Германии общую мощность 45 гигаватт и производили примерно треть всей электроэнергии страны. Уже к 2022 году планировалось от энергосети отключить ТЭС мощностью 12,5 гигаватт.

Ранее Германия уже приняла решение отказаться к 2022 году от атомной энергетики. Но для того, чтобы страна могла выполнить национальные и международные цели по защите климата, ФРГ должна ускорить переход на экологически чистую электроэнергию. К 2050 году выбросы двуокиси углерода в стране должны составлять 80-95 процентов от показателей 1990 года.

***Япония***

Япония намерена сокращать энергетическую зависимость, возобновляя работу АЭС, которые были остановлены после аварии на АЭС Фукусима-1 в 2011 году.

Япония будет наращивать собственную энергетическую независимость не только за счет АЭС, но и развивая зеленую энергетику, а также диверсифицируя источники поставок энергоносителей.

До 2030 года планируется привлечь 150 трлн. иен (1,16 трлн. долл. США) новых инвестиций, для реализации дорожной карты, включающей следующие инициативы:

- максимальное использование ориентированного на рост ценообразования на углерод, что повышает предсказуемость для компаний при одновременном содействии росту и инновациям;

- использование мер поощрения инвестиций, которые интегрируют регулирование, такое как стандарты энергоэффективности, и финансовую поддержку, такую как помощь в продвижении долгосрочных крупномасштабных инвестиций, в качестве пакета;

- сокращение к 2030 году объемов выбросов парниковых газов на 46 %;

- достижение углеродной нейтральности к 2050 году.

Ранее из-за катастрофы на Фукусиме-1 в Японии ужесточили требования к атомным объектам, из 30 энергоблоков АЭС работают лишь несколько.

До аварии на АЭС в префектуре Фукусима, на атомную энергетику в энергобалансе Японии приходилось около 30 %, тогда как сейчас этот показатель составляет около 4 %, а основная нагрузка легла на тепловые электростанции (ТЭС).

Правительство страны рассчитывает на частичный перезапуск АЭС в ближайшем будущем.

***США***

Соединенные Штаты выделят $6 млрд. на поддержку коммерческих атомных электростанций, находящихся под угрозой закрытия из-за финансовых трудностей.

Атомные электростанции США производят более половины безуглеродной электроэнергии, и президент страны стремится поддерживать работу этих станций для достижения целей в области экологически чистой энергии.

Британские и американские компании разрабатывают электронную платформу и конструкторские решения по проектам перепрофилирования угольных электростанций в атомные. На ТЭС и ТЭЦ предлагают разместить вместо угольных котлов модульные реакторы и начать переоборудование уже к 2030 году.

Планируется, что установка небольших модульных реакторов на ТЭС и ТЭЦ снизит затраты по сравнению со строительством новых АЭС на 35 %, и первые реакторы появятся к 2027 году, процесс переоборудования можно будет начать с 2030 года. Пока участники проекта планируют работать в США, где угольная генерация уступает только газовой.

***Китай***

Китай, который занимает первое место в мире по выбросам в атмосферу углекислого газа, одновременно является и ведущим инвестором в альтернативные источники энергии. В 2016 году примерно две трети от всего объема электроэнергии в КНР было произведено из угля, а четверть - получено из экологически чистых источников, доля АЭС в общем объеме производства электроэнергии составила 3,4 процента.

Только за последний год Китай увеличил суммарную мощность атомных электростанций с 27 до 34 ГВт — это самый значительный рост за всю историю страны.

Цель китайского руководства: 110 АЭС в 2030 году мощностью 130 ГВт, что позволит реализовать планы по сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов. Для этого Пекин ежегодно будет вводить в эксплуатацию от четырех до шести новых реакторов.

Произведенные в Китае реакторы будут размещены не только на территории самой КНР, но и в сопредельных государствах – вдоль так называемого нового «Шелкового пути», проходящего через страны Центральной Азии и Пакистан.

***Индия, Пакистан и Южная Корея***

Другие страны региона также не спешат отказываться от мирного атома. Индийская экономика растет на 6-7 процентов в год, однако перебои в подаче электроэнергии и устаревшая инфраструктура мешают развитию страны. Как и Пекин, Дели также делает упор на развитие альтернативной энергетики. В то же время политическая элита страны убеждена в том, что Индия должна использовать все возможности для производства электроэнергии, в том числе и атомные электростанции. В мае индийское правительство приняло решение о строительстве десяти новых реакторов. На данный момент на территории страны работает 21 АЭС.

С перебоями электроснабжения и устаревшей инфраструктурой борется и соседний Пакистан. Сейчас в стране эксплуатируется четыре небольших реактора; до 2030 года правительство планирует построить еще семь. В возведении новых АЭС будет участвовать и Китай.

В то же время на небольшой территории Южной Кореи сейчас действуют целых 25 АЭС. Еще три находятся в стадии строительства, две должны быть введены в эксплуатацию до 2029 года. Согласно планам властей, доля атомной энергетики в энергобалансе страны должна увеличиться с 30 до 40 процентов.

В других странах юго-восточной Азии также ведутся активные дискуссии на эту тему. Вьетнам намерен построить восемь, Таиланд – пять новых реакторов. По одному реактору планируют запустить и Малайзия, и Филиппины.

**Развитие электромобильного транспорта**

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 09 апреля 2021 года за № 213 утверждена «Комплексная программа развития электротранспорта на 2021 – 2025 годы». Цель документа – создание новой области экономического роста на основе формирования отрасли машиностроения – производства электротранспорта, а также условий для увеличения количества используемых транспортных средств на электрической тяге, расширения инфраструктуры электротранспорта и минимизации негативных влияний на окружающую среду.

По аналогии с Республикой Беларусь, в Российской Федерации Распоряжением Правительства от 23 августа 2021 года № 2290-р утверждена «Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года». В документе сформулированы первоочередные задачи – это развитие производственной базы, наращивание технологических компетенций, выведение на рынок принципиально новых продуктов и создание современной инженерной и транспортной инфраструктуры.

Согласно документу, к 2024 году в стране планируется выпустить не менее 25 тыс. электромобилей и открыть более 9 тыс. зарядных станций для них, из которых не менее 2,9 тыс. штук – быстрые зарядные станции.

А среди ключевых целевых показателей реализации второго этапа концепции: запуск производства ячеек для тяговых аккумуляторных батарей; запуск в эксплуатацию не менее 72 тыс. штук зарядных станций, из которых не менее 28 тыс. штук - быстрые зарядные станции; запуск в эксплуатацию не менее 1000 водородных заправок.

В соседнем Узбекистане, не взирая на сравнительно небольшое количество электромобилей в стране (131 единиц в 2020 году), в 2022 году Министерством экономического развития начата разработка проекта «Стратегия развития полного цикла производства электромобилей и комплектующих». Документом предполагается к 2030 году увеличить долю электромобилей в общем объеме продаж автомобилей до 15%.

В целом, ожидается что переход на «зеленый» вид транспорта произойдет в ближайшие 10 лет. Так, 8 июня 2022 года Европарламент принял решение запретить продажу автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями с 2035 года, чтобы сократить выбросы CO2 в Европе. Данный запрет предполагает, что ведущие автопроизводители мира прекратят разработку новых двигателей внутреннего сгорания. Так, к примеру компания Volkswagen собирается прекратить продавать в Европе машины с ДВС в период между 2033 и 2035 годами. Лишь немногим позже то же самое произойдёт в США и Китае.

По данным Международного энергетического агентства продажи электромобилей удвоились в 2021 году до нового рекорда в 6,6 миллиона, причем каждую неделю продается больше, чем за весь 2012 год.

В Китае продажи электромобилей выросли почти втрое в 2021 году до 3,3 миллиона, что составляет половину общемирового объема продаж. Положительная динамика продаж электромобилей наблюдается и в Европе (увеличение на 65% до 2,3 млн) и США (увеличение более чем вдвое до 630 000 единиц).

***Развитие инфраструктуры***

По данным Международного энергетического агентства в 2021 году общедоступные зарядные устройства по всему миру приблизились к 1,8 миллионам точек зарядки, треть из которых составляли устройства для быстрой зарядки.

По данным Агентство перспективных исследовательских проектов в области энергетики при Министерстве энергетики США, по состоянию на 2021 год в США на транспортный сектор приходится 28% выбросов парниковых газов, при этом на автомобильные пассажирские транспортные средства приходится 57% этих выбросов.

***Производство и переработка тяговых аккумуляторных батарей.***

В мировой практике переработка литий-ионных аккумуляторов осуществляется по технологии гидрометаллургии, путем выщелачивания ценных элементов из твердого материала. Данная технология позволяет переработать до 90% аккумуляторной батареи. Не переработанные отходы относятся к отходам II класса опасности и поэтому могут нанести ущерб окружающей среде, здоровью человека и животным.

**Раздел 4. Видение развития электроэнергетической отрасли**

С учетом глобальных вызовов и постоянных изменений в мировой экономике, а также учитывая международный опыт, Республике Казахстан необходим ускоренный и полный переход к устойчивой, эффективной и гибкой электроэнергетической отрасли, способной в любой момент быть готовой принять вызовы и угрозы.

Для решения текущих проблем и дальнейшего развития электроэнергетической отрасли необходимо сосредоточиться на:

1. Развитии оптового рынка электрической энергии и мощности

В рамках трансформации рынка в краткосрочной перспективе будет обеспечен переход к новой целевой модели рынка, которая предусматривает централизованную покупку и продажу электрической энергии, и функционирование балансирующего рынка электрической энергии в реальном режиме.

Модель централизованной купли-продажи электроэнергии позволит исключить спекулятивные операции при покупке и продаже электроэнергии, обеспечить удовлетворение заявляемых объемов суточного графика производства и потребления электрической энергии, организовать конкуренцию между энергопроизводящими организациями и между энергоснабжающими организациями, установить единую средневзвешенную цену для всех покупателей электрической энергии на оптовом рынке и соответственно равные (недискриминационные) для них условия, а также обеспечит балансирование высоких тарифов вновь вводимых источников генерации и тарифов действующих станций. При этом результаты вводимой модели должны быть проанализированы для определения ее дальнейшей целесообразности.

Введение балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени (с финансовыми взаиморасчетами) усилит ответственность субъектов оптового рынка за создаваемые в энергосистеме дисбалансы, минимизирует отклонения перетоков мощности с синхронно работающими энергосистема, а также обеспечит стабильное функционирование электроэнергетической отрасли.

В рамках целевой модели будет обеспечен переход на куплю-продажу и оплату плановых объемов электрической энергии, включенных в суточный график, при этом все отклонения от него будут урегулированы балансирующим рынком электроэнергии.

1. Создание условий привлечения инвестиций в отрасль

Трансформация модели рынка будет сопровождаться улучшением инвестиционного климата за счет эффективного и экономически обоснованного привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль, в том числе в рамках формирования ясной и прогнозируемой тарифной политики, индексации тарифов на уровень ежегодной инфляции, за счет исключения перекрестного субсидирования тарифов тепловой и электрической энергии (улучшается конкурентоспособность ТЭЦ на рынке электроэнергии), разработки мер адресной помощи, а также привлечения кредитных средств на льготных условиях на закуп основных генерирующих и сетевых активов.

Уже сегодня государственная политика по тарифному регулированию будет сфокусирована на определении уровней тарифов горизонтом до десяти лет с предусмотрением их индексации на уровень инфляции. При этом действующий подход по сдерживанию тарифов на тепловую энергию за счет увеличения тарифа на электрическую энергию останется в прошлом. При этом часть инвестиций собственник должен будет внести из своих средств помимо получаемых из тарифов.

В целях минимизации роста тарифов государством в краткосрочной перспективе будет открыта государственная программа льготного кредитования электроэнергетической отрасли с определением суммы доступных финансовых средств.

Более того для защиты отдельных категорий потребителей от влияния роста тарифов будут созданы условия адресного субсидирования с учетом сегодняшнего опыта. При этом экономике и населению страны нужно реально задуматься о вопросах энергосбережения и активно внедрять принципы энергоэффективности в рамках которого достижимо порядка 10-20% снижения потребляемых объемов энергии.

Учитывая социальный аспект теплоэнергетики, потребуется внедрить гибридную модель, стимулирующую привлечения инвестиций и обеспечивающую гарантии возврата инвестиций, которая будет включать в себя действующие механизмы финансирования теплоэнергетики.

1. Техническом перевооружении

Создаваемые условия привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль и переход к усовершенствованной системе тарифообразования должны обеспечить баланс интересов производителей и потребителей.

Инвестиции будут сопровождаться встречными обязательствами энергопредприятий страны по вложению средств в инфраструктуру, прозрачности и открытости их целевого использования, достижению цели по созданию высокоэффективной и технологически развитой электроэнергетической системы.

Основными императивами технического развития являются: развитие базовых и маневренных мощностей, автономной и распределенной генерации, альтернативных и возобновляемых источников энергии, технологий накопления и хранения энергии, и внедрение элементов интеллектуальной энергосистемы.

В целях создания нового импульса развития особая роль будет уделена вопросу создания совместно с мировыми производителями и отечественными компаниями локальных заводов по производству энергетического оборудования и установок, а также компонентов и комплектующих.

В рамках проводимых мероприятий уровень износа энергетических активов должен будет снизиться в среднем на 15% от текущих показателей.

За счет мероприятий по усилению электротранспортной инфраструктуры и переформатирования топологии генерирующих мощностей (развития распределенной генерации) уровень потерь в электрических сетях должен будет доведен до оптимальных показателей учитывая территориальные и климатические условия Республики Казахстан.

В целях снижения негативного влияния растущих мощностей ВИЭ на энергосистему страны будут введены технические требования к участникам рынка ВИЭ.

Создание эффективной системы теплоснабжения будет возможно за счет увеличения доли источников тепловой энергии базирующихся на использовании ВИЭ и альтернативных источников энергии.

1. Социально-экономическим обеспечении

Реанимация электроэнергетической отрасли в рамках инвестиционной ориентированности также потребует усиления социальной ответственности владельцев энергетических объектов в рамках увеличения заработных плат и улучшения социального пакета, что в свою очередь послужит драйверу хантинга (правильной конкуренции) молодых и квалифицированных специалистов в электроэнергетической отрасли.

Увеличение количества высококвалифицированных специалистов в коллективе создадут атмосферу, способствующую улучшению производственных и технологических показателей, включая уменьшения аварийности и травматизма на энергетических предприятиях.

1. Решении вопросов экологических проблем

Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и определяемый на национальном уровне вклад Республики Казахстан в температурную цель Парижского соглашения, необходимы сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий.

В течении года будет определена новая структура генерации страны до 2035 года с учетом роста потребления, за основу которой будет взят Энергетический баланс РК до 2035 года, утвержденный приказом Министра энергетики РК № 104 от 24 марта 2022 года. Целью данного документа будет определение генерирующих источников необходимых к выводу и источников, которые заместят их. Это позволит не инвестировать в объекты выбытия и сфокусироваться на генерации необходимой системе, а также пересмотреть походы по распределению углеродных квот в стране.

Увеличение притока новых инвестиций в отрасль будет также направлена на логическое завершение принятых энергетическими компаниями обязательств по мониторингу эмиссии и перевооружению энергетического оборудования с целью снижения углеродного следа.

В рассматриваемый период ожидается, что основное производство электрической и тепловой энергии будет на угольной генерации.

Сохранение конкурентного преимущества угольной генерации и ее историческую роль в стране в среднесрочной перспективе возможно за счет прогрессивного развития технологий по улавливанию и хранению выбросов возможных к применению на угольных станциях. При этом ценовое влияние данных технологий будет являться существенным вопросом в принятии соответствующих решений.

***Справочно:***

*Согласно Энергетического баланса РК к 2035 году по сравнению с 2022 годом:*

* *установленная мощность генерации должна будет увеличена с 24 738 до 40 121 МВт (таблица 10);*
* *потребление электроэнергии возрастет с 119,7 до 152, 9 млрд. кВтч, а производство электроэнергии увеличится с 114,9 до 152,9 млрд. кВтч (таблица 11).*

*Динамика установленной мощности и состава генерирующих мощностей ЕЭС РК в целом приведена в Таблицах 10 и 11.*

Таблица 10 – Прогнозный баланс мощности ЕЭС РК до 2035 года

**МВт**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **Прогноз** |
| 2021г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2034 г. | 2035 г. |
| **1** | **Потребность (резерв 10% Рнг до 2030 года, далее 20%Рнг** | 17 000 | 19 532 | 20 100 | 20 519 | 21 138 | 21 520 | 21 928 | 22 318 | 22 666 | 23 101 | 25 512 | 25 906 | 26 366 | 26 750 | 27 257 |
| 1.1 | Максимальная электрическая нагрузка | 17 000 | 17 629 | 18 156 | 18 532 | 19 105 | 19 439 | 19 821 | 20 184 | 20 510 | 20 914 | 21 260 | 21 588 | 21 972 | 22 292 | 22 714 |
| 1.2 | Необходимый резерв мощности | - | 1 903 | 1 944 | 1 987 | 2 033 | 2 080 | 2 108 | 2 134 | 2 157 | 2 187 | 4 252 | 4 318 | 4 394 | 4 458 | 4 543 |
| **2** | **Покрытие (установленная мощность)** | 23 604 | 24 738 | 27 609 | 28 811 | 31 248 | 32 130 | 32 603 | 33 085 | 34 651 | 36 988 | 37 721 | 38 921 | 38 921 | 38 921 | 40 121 |
| **3** | **Покрытие (располагаемая мощность)** | 16 200 | 19 526 | 20 958 | 21 877 | 23 976 | 24 538 | 24 680 | 24 824 | 25 148 | 25 616 | 25 789 | 26 809 | 26 809 | 26 809 | 27 829 |
| **4** | **Дефицит (+), избыток (-)** **без учета необходимого резерва** | 800 | 6,2 | -857,9 | -1357,8 | -2838,3 | -3018,2 | -2751,4 | -2505,8 | -2481,6 | -2514,5 | -276,9 | -903,6 | -443,3 | -59,0 | -572,5 |
| **4** | **Дефицит (+), избыток (-)** **с учетом необходимого резерва** | 800 | 1 909 | 1 086 | 629 | -805 | -938 | -644 | -372 | -325 | -328 | 3 975 | 3 414 | 3 951 | 4 399 | 3 970 |

Таблица 11 – Прогнозный баланс электрической энергии ЕЭС РК до 2035 года

**млрд. кВтч**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **Прогноз** |
| **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | **2034** | **2035** |
| 1. | Потребление электроэнергии | 119,7 | 123,2 | 125,8 | 129,7 | 131,9 | 134,5 | 136,9 | 138,9 | 141,2 | 143,5 | 145,5 | 148,2 | 150,2 | 152,9 |
| 2. | Производство электроэнергии | 114,9 | 121,9 | 125,8 | 129,7 | 131,9 | 134,5 | 136,9 | 138,9 | 141,2 | 143,5 | 145,5 | 148,2 | 150,2 | 152,9 |
| 3. | **Дефицит (+), избыток (-)** | 4,8 | 1,3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

1. Регуляторном совершенствовании

Формирование эффективной системы государственного управления отраслью (включающей в себя планирование, мониторинг, государственный контроль) будет проведено и завершено в среднесрочной перспективе.

Реформирование отрасли будет сопровождаться выделением отдельного отраслевого регулятора с регулированием электроэнергетической отрасли (электроэнергетики и теплоэнергетики), переходом на стимулирование снижение себестоимости электроэнергии, усовершенствование системы регулирования тарифов на монопольные виды деятельности.

Для создания возможности установления среднесрочных прогнозов по тарифам на электрическую и тепловую энергии потребуется внедрения соответствующих принципов и для государственного регулирования цен на топливо и тарифов на транспортировку.

Вопрос сокращения количества энергопередающих организаций будет решаться в рамках усиления требований и ответственности к ним. Одним из требований будет внедрение лицензирования данной деятельности.

 При этом будут созданы условия исключения до 2035 года наличия в регионах бесхозяйных сетей и усиление ответственности по недопущению появления новых.

Важнейшую роль в решении задачи по обеспечению контроля за функционированием Единой электроэнергетической системы, создание условий для недискриминационного доступа всех участников рынка электроэнергии к передающей электрической сети, играет деятельность Системного оператора, которая должна быть направлена на обеспечение баланса интересов отрасли и потребителей.

Учитывая динамический переход от использования ДВС в пользу транспорта на электротяге, необходимо сформировать внутреннюю политику по отношению к глобальным автомобильным концернам и национальным производителям в сегменте электротранспортных средств, определить зоны защиты и зоны перспективной кооперации. Имеются все возможности для встраивания в мировое автопроизводство на новом технологическом уровне, став активным участником глобального рынка. Уже сейчас у нас собирают электромобили JAC iEV7s, электроавтобусы YUTONG и Golden Dragon, в этом году начнется производство электромобилей Hyundai Ioniq.

Построение сильной электроэнергетической отрасли с приростом избыточных мощностей позволит осуществить диверсификацию экспортных поставок с выходом на рынки сбыта стран Центральной, Юго-Восточной Азии и Европы.

Необходимо будет повысить доступность информации на рынках путем цифровизации на основе блокчейн-технологий.

1. Институциональные реформы

Реализация поставленных задач и целей будет возможно в рамках отдельной институциональной базы – отраслевого института, который в том числе займется проведением аналитической работы, экономического моделирования и расчетов влияния электроэнергетической отрасли на экономику, выработки предложений по совершенствованию законодательства и стратегического видения отрасли, разработкой подходов для планирования оптимального географического размещения объектов электроэнергетики с учетом целей по обеспечению доступной энергией и декарбонизации национальной экономики, поддержкой и проработкой новых разработок, созданием полноценной нормативно-правовой базы и нормативно-технической базы.

**Раздел 5. Основные принципы и подходы развития**

**5.1 Основные принципы:**

* единство управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны;
* безопасное, надежное и стабильное функционирование электроэнергетического комплекса Республики Казахстан;
* полное удовлетворение спроса потребителей энергии, и защита прав участников рынка электрической и тепловой энергии путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии;
* развитие институциональной основы электроэнергетики в части выработки взвешенной и долгосрочной стратегии развития отрасли;
* диверсификация и цифровая трансформация отрасли, в результате чего будет обеспечена полная прозрачность, открытость и качество всех процессов в электроэнергетическом комплексе, повышена эффективность работы всех секторов, создана интеллектуальная система учета и оперативно-технологического управления, будет повышена роль потребителя, масштабное развитие получит низкоуглеродная и распределённая энергетика, повышение роли электроэнергетики в экономике страны;
* снижение негативного влияния работы энергоисточников на окружающую среду в свете перехода Республики Казахстан к зеленой экономике, создание условий и внедрение эколого-экономических механизмов для решения экологических проблеми снижения выбросов парниковых газов электроэнергетической отрасли, для стимулирования применения наилучших доступных техник и привлечения инвестиций.

**5.2 Основные подходы развития отрасли**

Задачей электроэнергетики является обеспечение потребностей социально-экономического развития Республики Казахстан. Период реализации настоящей Концепции разделен на три этапа: I этап – 2022-2025; II этап – 2026-2030; III этап – 2031-2035. В первый этап должны быть завершены все запланированные меры по созданию отдельного отраслевого регулятора, реформированию рынка электроэнергии, созданы все необходимые условия для реализации крупных инфраструктурных проектов. На втором этапе предполагается реформирование и выделение АО «KEGOC» в отдельную структуру уполномоченного органа, завершение реализации крупных энергетических проектов. На третьем этапе завершение строительства атомной электрической станции, практическая реализация концепции «Энергетические зоны ВИЭ», «Smart Grid» и «Smart Metering».

Подходами по решению основной задачи выступят следующие меры:

**1. Реформирование существующей модели рынка электроэнергии путем перехода на модель рынка централизованной купли-продажи электрической энергии**

В секторе генерации электрической энергии должны быть обеспечены принципы полной конкуренции, основанные на отказе от двусторонних договоров и полный переход на централизованную торговлю электрической энергииза исключением двухсторонних договоров между энергопроизводящими организациями и потребителями, входящими в одну Группу лиц. Учитывая необходимость снижения углеродного следа промышленных экспортоориентированных производств в потреблении электрической энергии, произведенной объектами ВИЭ (за исключением гидроэлектростанций с установками, расположенными в одном гидроузле, суммарной мощностью свыше тридцати пяти мегаватт), будет предусмотрена возможность реализации такой электрической энергии на отдельных биржевых торгах и или по двухсторонним договорам, не приводящей к удорожанию средневзвешенной цены реализации электрической энергии оптовым потребителям от единого закупщика.

Это позволит обеспечить:

- создание благоприятной инвестиционной среды для своевременной модернизации существующих и строительства новых генерирующих мощностей с учетом повышения эффективности отрасли и перехода на современные экологические стандарты;

- оптимизацию состава генерирующих мощностей, в том числе, с точки зрения электроэнергетической независимости, а также развития ВИЭ и их интеграции в энергосистему;

- повышение ликвидности централизованных торгов электрической энергией и исключение возможности для рыночной власти отдельных участников рынка;

- существенное снижение инвестиционных рисков в отрасли за счет прозрачного и надежного механизма возмещения инвестиционных издержек в строительство новых и в реконструкцию и модернизацию существующих электростанций и ЛЭП;

- единую и средневзвешенную цену на электроэнергию для всех оптовых потребителей, и, соответственно, равные для них условия на рынке;

- сохранение конкурентоспособности товаров промышленных предприятий на внешних рынках;

- возможность путем учета в единой для всех оптовых потребителей цене на электроэнергию и без государственного финансирования предоставления субсидий по социальным или другим приоритетам, определенным Правительством РК по оплате электроэнергии;

- развитие рыночных механизмов, стимулирование потребителей к активному участию (управление спросом), полная прозрачность и усиление роли потребителей на рынке.

**2. Выделение АО «KEGOC» в независимые структуры подведомственную уполномоченному органу в области электроэнергетики**

На сегодняшний день АО «KEGOC» функционирует как коммерческая организация, не смотря на то, что функции собственно Системного оператора являются функциями независимой некоммерческой организации, действующей, прежде всего в интересах электроэнергетики в целом и ее субъектов, а не в собственных интересах. Проведенный анализ показывает необходимость и целесообразность выделения АО «KEGOC» в отдельную структуру уполномоченного органа.

**3. Реформирование и запуск балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени**

В целях обеспечения стабильного функционирования электроэнергетической системы, в краткосрочной перспективе требуется обеспечить ввод балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени (с финансовыми взаиморасчетами), а также рынка системных услуг. Данный шаг потребует внесения соответствующих изменений в законодательство, принятие новых правил, настройку необходимого программного обеспечения, определения расчетного центра балансирующего рынка, провайдеров баланса. При этом потребуется переход на куплю-продажу и оплату плановых объемов электрической энергии, включенных в суточный график, все отклонения от него будут урегулированы балансирующим рынком электроэнергии.

**4. Выделение и создание отдельного отраслевого регулятора по развитию электроэнергетической отрасли**

Для успешного реформирования электроэнергетической отрасли учитывая сегодняшнее разрозненное государственное управление электроэнергетической отрасли требуется собрать все имеющие государственные функции и определения скоординированной государственной политики, в том числе по установлению справедливого уровня тарифа на производство и передачу тепловой и электрической энергии.

**5. Совершенствование и преобразование Совета рынка, как органа, обеспечивающего институциональные основы электроэнергетики**

Требуется предложить новую модель Совета рынка, в целях повышения эффективности его организации на основе анализа местного контекста, передовой практики из международного опыта. Совет рынка должен консолидировать интересы энергетических предприятий, потребителей электрической энергии и потенциальных инвесторов. Закрепление специфических функций Совета рынка в национальном законодательстве, формирование сильной структуры управления и культуры выполнения правил и процедур, усиление полномочий по принятию решений членов организации, а также введение процедуры разрешения споров (посредничества) для участников рынка будут способствовать эффективному выполнению обязанностей Совета рынка.

**6. Разработка Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики Казахстана до 2060 года**

Предлагается разработать Генеральную схемы размещения объектов электроэнергетики Казахстана до 2035 года с перспективой до 2060 года, учитывающих развитие смежных отраслей, в том числе нефтегазовой отрасли, промышленности, гражданского строительства, развития регионов и др. Это позволит сформировать структуру генерирующих мощностей и электросетевых объектов на долгосрочную перспективу, создать условия для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии и предотвращения дефицитов электроэнергии и мощности наиболее эффективными способами.

**7. Модернизация существующих и строительство новых генерирующих мощностей, включая АЭС, в соответствии с утвержденным Энергетическим балансом РК до 2035 г.**

Данная задача является ключевой в свете возникшего дефицита энергетических мощностей, нехватки маневренной генерации и обязательств по вводу «чистой» энергетики. Согласно Энергетического баланса до 2035 года, должны быть определены и проработаны перспективные площадки, приняты меры по обеспечению реализации определенных проектов по строительству энергетических мощностей до 2035 года.

**8. Увеличение доли ВИЭ в общем энергобалансе**

Данную задачу целесообразно решать через реализацию подходов концепции «Энергетические зоны ВИЭ», предусматривающей определение наиболее перспективных площадок с большим потенциалом ресурсов (ветра, солнечного излучения); их подготовки со стороны Правительства (возведение необходимой инфраструктуры); создание «понятных и прозрачных» правил игры для потенциальных инвесторов; конкурсный отбор, через электронные аукционы.

Согласно поручению Главы государства о достижении углеродной нейтральности к 2060 году, предусмотрены конкретные целевые индикаторы по достижению 15 % доли ВИЭ к 2030 году, 50 % к 2050 году с учетом альтернативных источников энергии.

Для достижения цели 2030 года потребуется ввод порядка 7 ГВт новых мощностей ВИЭ. Соответственно локализация производств компонентов ВИЭ становится еще более актуальным вопросом.

**9. Создание интеллектуальных систем и повышение эффективности электросетевого комплекса**

Планируемый энергетический переход, охватывает все аспекты системы электроснабжения. Одним из наиболее важных из них, наряду с декарбонизацией производства электроэнергии, является цифровизация, которая преобразует процессы производства, распределения и потребления энергии.

К 2035 году на каждой электрической станции должны быть оснащены системами датчиков и считывающих устройств. Это позволит в режиме реального времени собирать информацию с узлов и оборудования и отправлять ее в единую Цифровую карту генерации и передачи. Использование инновационного программного обеспечения позволит специально обученному персоналу станций заблаговременно выявлять потенциальные риски и принимать меры по их недопущению. Кроме того, выявление параметров неэффективной работы и эксплуатации позволит ЭПО повысить производительность.

Пути снижения потерь электроэнергии в электрических сетях

В основном наиболее эффективными мероприятиями по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях являются мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь. Такие мероприятия снижают фактические потери электроэнергии, а, следовательно, и финансовые затраты сетевых предприятий на компенсацию сверхнормативных потерь. Основным и самым эффективным мероприятием по снижению технических потерь электрической энергии является компенсация реактивной мощности в электросетях и у потребителей, а также ряд других работ, которые окупаются в сроки, приемлемые для инвесторов, участвующих в программах снижения потерь.

В настоящее время наметилась тенденция на переход от традиционных программ снижения потерь электрической энергии в сетях к бизнес-процессам управления и планирования потерь. Это существенно повышает ответственность за практическую реализацию подобных бизнес-процессов.

Все мероприятия делятся на мероприятия по снижению нетехнических потерь, организационные мероприятия и мероприятия по снижению технических потерь.

Организационные мероприятия:

* обучение и стимулирование персонала,
* создание комиссии, которая контролирует снижение потерь,
* организация анализа потерь,
* совершенствование нормативно-правовой базы.

Мероприятия по снижению технических потерь:

* замена проводов на перегруженных линиях,
* оптимизация режимов работы электросети и оптимизация схем,
* компенсация реактивной мощности,
* отключение трансформаторов, имеющих сезонную нагрузку,
* замена недогруженных и перегруженных трансформаторов,
* выравнивание нагрузок.

Мероприятия по снижению нетехнических потерь:

* ликвидация без учетного потребления,
* оснащение персонала средствами, позволяющими обнаружить без учетное потребление,
* модернизация средств учета электрической энергии,
* организация выносного учета электрической энергии,
* внедрение автоматизированной системы учета и контроля за электроэнергией,
* установка учета на границе балансовой принадлежности,
* организация выносного защищенного и автоматизированного коммерческого учета у бытовых потребителей электроэнергии, ликвидация без учётного и бездоговорного потребления энергии, установка приборов учета электроэнергии, имеющих высокий класс точности.

Внедрение концепции Smart Grid и Smart Metering позволит до 2035 года получить «умную сеть», базирующуюся на принципах гибкости и децентрализации. Основными элементами выступят интеллектуальные приборы измерения и учета, системы мониторинга, диспетчерского управления и сбора данных, развитые каналы связи, обеспечивающие полную прозрачность и наблюдаемость, эффективное управление и балансирование системы электроснабжения».

Весьма важным является цифровизация на стороне конечного потребителя. Из пассивных и в значительной степени неосведомленных пользователей они становятся активными и проницательными действующими лицами в системе электроснабжения, повышая собственное энергетическое сознание, а также получая возможность выступать «локальными источниками энергии и управления спросом».

**10. Создание условий для масштабного использования распределенной (автономной) генерации на основе чистых источников энергии**

Важнейшая роль отводится распределенной генерации энергии, под которой понимается как производство энергии на уровне распределительной сети, так и на стороне потребителя, присоединенного к этой сети. Развитие систем и объектов современной распределенной генерации подразумевает строительство потребителями источников энергии - генерирующих установок, компактных размеров (или мобильных), производящих тепловую и электрическую энергию как для собственных нужд, так и направляющих излишки в общую распределительную сеть.

**11. Создание условий для надежного и качественного обеспечения теплоснабжением**

В комплекс ключевых мер должны быть включены вопросы принятия отраслевого Закона Республики Казахстан «О теплоэнергетике»; обеспечение инвестиционной привлекательности за счет пересмотра тарифной политики в целях обеспечения справедливого ценообразования в отрасли; обеспечение качественного, комплексного планирования развития отрасли на долгосрочный период для каждого региона; обеспечение возможности внедрения механизма энергосервисных контрактов на базе международного опыта; модернизация и реконструкция основного оборудования теплоэлектроцентралей; установление критериев для оценки качества работы субъектов теплоэнергетики. Разработка и утверждение местными исполнительными органами перспективных схем развития систем теплоснабжения в населенных пунктах с привязкой к генеральным планам территориального развития регионов.

**12. Развитие кадрового потенциала и социальная защита работников электроэнергетической отрасли**

Основными задачами по данному направлению является развитие системы профессиональной квалификации. Должны быть выработаны и приняты эффективные системы мониторинга и анализа в кадровой потребности на среднесрочную и долгосрочную перспективы. Должна быть подготовлена программа в области управления персоналом на основе лучших моделей, способствующих обеспечить развитие персонала, мотивировать и удерживать лучших сотрудников. Должны быть пересмотрены уровни оплаты труда по всем секторам электроэнергетической отрасли, с акцентом на сектор передачи электроэнергии. Должно быть завершено внедрение профессиональных стандартов, расширено сотрудничество энергопредприятий с зарубежными ВУЗами и партнерами. На практике должны найти применение лучшие практики социального партнерства.

**13. Создание условий для укрепления позиций Казахстана в мировой энергетике, включая развитие экспортного потенциала**

Прирост энергетических мощностей и эффективное потребление энергоресурсов внутри страны позволит обеспечить выход отечественных энергопредприятий на энергетические рынки сопредельных государств. Основной акцент может быть сделан в рамках, планируемых к созданию Общего электроэнергетического рынка ЕАЭС и регионального рынка электроэнергии стран Центральной Азии, с перспективными направлениями поставок по направлениям Европы и Юго-Восточной Азии.

**14. Изменение тарифного регулирования для исполнения экологических обязательств**

Достижение целей по декарбонизации сектора осуществим путем пересмотра механизма поддержки энергетических компаний. Должны быть выработаны соответствующие законодательные акты или отдельные стратегические документы, которые будут направлены на решение вопросов трансформации энергетики, низкоуглеродного развития и проблем изменения климата. Также, будет требование к энергетическим компаниям страны пересмотреть свои стратегии развития основываясь на ESG-принципах.

**15. Практическая реализация подходов энергосбережения и энергоэффективности в электроэнергетической отрасли**

К основным подходам по данному направлению будут отнесены: проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности с широким охватом секторов электроэнергетической отрасли для последующего перераспределения высвобождающихся в результате экономии и сокращения потерь ресурсов; создание устойчивых механизмов финансовой поддержки энергоэффективных проектов; усиление регулирования по вопросам повышения энергоэффективности по каждому сектору; совершенствование системы энергоаудита; совершенствование нормативно-правовой базы для создания условий для инвестирования и поэтапному ужесточению требований; обновление и модернизация инфраструктуры; внедрение инновационных технологий; снижение уровня потерь в электрических и тепловых сетях; снижение удельных затрат на выработку электрической и тепловой энергии.

Основными организационными мероприятиями по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электроэнергетике предусматриваются:

* внедрение систем мониторинга энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
* разработку и внедрение системы энергетического менеджмента;
* обучение и повышение квалификации руководителей и специалистов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

При техническом перевооружении действующих электростанций будет производиться:

* вывод из эксплуатации неэкономичного, выработавшего моральный и физический ресурс паросилового оборудования тепловых электростанций и замещение его новыми установками с использованием газотурбинных и парогазовых технологий, модернизация и реконструкция действующих конденсационных и теплофикационных установок и станций с использованием современного энергоэффективного оборудования;
* вывод из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования с низкими параметрами пара угольных тепловых электростанций, замещение его новыми установками с использованием эффективных экологически чистых технологий, модернизация и реконструкция действующих конденсационных и теплофикационных агрегатов с целью повышения их энергетической эффективности.

В электросетевом хозяйстве планируется повышение технического уровня, расширение освоения и внедрения в электрических сетях новых энергоэффективных инновационных технологий.

Основные технические мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электросетевом хозяйстве направлены на снижение потерь электроэнергии и совершенствование системы коммерческого и технического учета электроэнергии в электрических сетях и потребителей. Выполнение крупномасштабных работ по реконструкции и модернизации электрических сетей с целью повышения их надежности и эффективности.

**Раздел 6. Целевые индикаторы и ожидаемые результаты**

В рамках решения вышеуказанных задач ожидается достижение следующих показателей и результатов, указанных в Таблице 12.

Таблица 12 – Показатели реализации Концепции до 2035 года

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Целевой индикатор  | Ожидаемый результат:  |
| 1 | Увеличение установленной мощности генерации до 40 121 МВт в 2035 году, согласно энергетическому балансу  | Покрытие потребности экономики и населения в электрической энергии на 100 %Расширение экспортного потенциала страны |
| 2 | Увеличение доли электроэнергии от возобновляемых источников энергии не менее 15% от общей установленной мощности в 2035 году | Увеличение чистой энергии в энергобалансе страны.Выполнение Казахстаном принятых экологических обязательств |
| 3 | Увеличение доли маневренных генерирующих мощностей до 30 % от обшей установленной мощности | Обеспечение энергетической безопасности. |
| 4 | Строительство электрических сетей, обеспечивающих усиление связи Северной, Южной и Западной зон до 2035 года | Завершение формирования единой энергосистемы (ЕЭС РК) страны, увеличение надежности передачи и распределения электрической энергии. |
| 5 | Снижение средней продолжительности отключений по системе (SAIDI) на 20 % к 2035 году | Повышение надежности электроснабжения потребителей, сокращение недоотпуска электроэнергии и убытков для предпринимательства |
| 6 | Снижение средней частоты отключений по системе (SAIFI) на 25 % к 2035 году |
| 7 | Снижение уровня износа генерирующих мощностей до 45% к 2035 году | Сокращение разрывов между установленной и располагаемой мощностью, повышение эффективности производства и передачи электроэнергии |
| 8 | Снижение уровня износа электрических сетей до 50 % к 2035 году | Сокращение перерывов в электроснабжении потребителей, повышении эффективности передачи электрической энергии и снижение затрат. |
| 9 | Снижение уровня износа тепловых сетей до 60% к 2035 году | Сокращение перерывов в теплоснабжении потребителей и повышении эффективности передачи тепловой энергии |
| 10 | Увеличение охвата численности работников основных видов деятельности в энергетике профессиональными стандартами до 100 % к 2035 году | Развитие отраслевой системы профессиональных квалификаций и компетенций с учетом приоритетных направлений технологического развития отрасли |
| 11 | Уровень оснащенности цифровыми приборами учета электроэнергии – 100 % к 2035 году | Повышение надежности энергоснабжения, прозрачности поставок и учета электроэнергии, создание базы для цифровизации процессов управления энергосистемой, снижение потерь электроэнергии |
| 12 | Повышение уровня автоматизированных бизнес-процессов до 50 % к 2035 году | Совершенствование процессов управления энергосистемой и активами, повышение уровня системного планирования, возможность управления отключениями в режиме реального времени, оптимизация и сокращение потерь электроэнергии |
| 13 | Сокращение дефицита профессиональных кадров на 20 % к 2035 году  | Повышение качества эксплуатации и обслуживания энергообъектов.Сокращение количества технологических нарушений. |
| 14 | Процентное соотношение затрат на обучение персонала к фонду оплаты труда не менее 0,5 % к 2035 году  | Повышение квалификации персонала энергопредприятий. |
| 15 | Снижение числа пострадавших от несчастных случаев на производстве ежегодно на 5 % |  |

*Приложение*

*к Концепция развития электроэнергетической отрасли*

**План действий по реализации концепции развития электроэнергетической отрасли**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование реформ /основных мероприятий** | **Форма завершения** | **Срок завершения** | **Ответственные исполнители** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **1 Реформа: реформирование рынка электроэнергии Казахстана** |
| ***1*** | ***Внедрение Единого закупщика электрической энергии*** |  |  |  |
| 1.1 | Разработка проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, поддержки использования возобновляемых источников энергии | Проект Закона | 2023 | МЭ, МНЭ |
| 1.2 | Внесение проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, поддержки использования возобновляемых источников энергии в Парламент | Постановление Правительства | 2023 | МЭ, МНЭ |
| 1.3 | Запуск Единого закупщика электрической энергии | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ, АО «KEGOC» |
| ***2*** | ***Отделение функций системного оператора от АО «KEGOC» и передача в Министерство энергетики РК***  |  |  |  |
| 2.1 | Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 2.2 | Определение организации в качестве независимого системного оператора | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 2.3 | Выделение из АО «KEGOC» активов НДЦ СО, и передача в МЭ РК | Акт приема-передачи | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК, АО «KEGOC» |
| ***3*** | ***Запуск балансирующего рынка электроэнергии в режиме реального времени*** |  |  |  |
| 3.1 | Разработка проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, естественных монополий, поддержки использования возобновляемых источников энергии | Проект Закона | 2022 | МЭ, МНЭ |
| 3.2 | Внесение проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, естественных монополий, поддержки использования возобновляемых источников энергии в Парламент | Постановление Правительства | 2022 | МЭ, МНЭ |
| 3.3 | Разработка программного продукта по управлению балансирующим рынком | Программный продукт | 2022 | АО «KEGOC» |
| 3.4 | Запуск балансирующего рынка электроэнергии | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ, АО «KEGOC» |
| ***4*** | ***Переход к модели агрегированного спроса*** |  |  |  |
| 4.1 | Разработка проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, естественных монополий, поддержки использования возобновляемых источников энергии, развития конкуренции  | Проект Закона | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 4.2 | Внесение проекта Закона о внесении изменений в некоторые законодательные акты в области электроэнергетики, естественных монополий, развития конкуренции в Парламент | Постановление Правительства | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 4.3 | Наделение функциями администратор торговой платформы по агрегированному спросу АО «КОРЭМ» | Постановление Правительства | 2023 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 4.4 | Разработка цифровой платформы с применением технологии блокчейн для проведения торгов на оптовом рынке | Программный продукт | 2025 | АО «КОРЭМ» |
| 4.5 | Запуск рынка агрегированного спроса | Приказ | 2024 | МЭ, МНЭ, АЗРК, АО «КОРЭМ» |
| ***5*** | ***Реформирование Совета рынка*** |  |  |  |
| 5.1 | Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики | Проект Закона, приказы | 2023 | МЭ, МНЭ |
| 5.2 | Создание некоммерческой организации Совета рынка  | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ |
| 5.3 | Формирование органов управления Советом рынка | Решения | 2023 | НПО Совет рынка |
| ***6*** | ***Создание отраслевого регулятора*** |  |  |  |
| 6.1 | Рассмотрение вариантов определения Отраслевого регулятора | Протокол | 2024 | МЭ, МНЭ, АЗРК, энергопредприятия РК  |
| 6.2 | Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики, естественных монополий | Проект Закона, приказы | 2025 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| 6.3 | Реформирование органов государственного управления и создание Отраслевого регулятора | Указ Президента | 2025 | МЭ, МНЭ, АЗРК |
| **2 Реформа: формирование энергетического комплекса, отвечающего требованиям устойчивого развития экономики** |
| ***1*** | ***Разработка генеральной схемы размещения генерирующих мощностей до 2060 года*** | ***Приказ*** | ***2024 год*** | ***МЭ, энергопредприятия РК, АО «KEGOC»******(по согласованию)***  |
| ***2*** | ***Модернизация существующих и строительство новых генерирующих мощностей*** | ***Акты ввода в эксплуатацию*** | ***2025 год*** | ***МЭ, МИО, энергопредприятия РК*** |
| ***3*** | ***Строительство новых электрических мощностей ВИЭ***  | ***Акты ввода в эксплуатацию*** | ***2025 год*** | ***МЭ, МИО, энергопредприятия РК*** |
| ***4*** | ***Строительство электрических сетей, обеспечивающих усиление связи Северной, Южной и Западной зон*** | ***Акты ввода в эксплуатацию*** | ***2027 год*** | ***МЭ, АО «KEGOC»*** |
| ***5*** | ***Внедрение принципов ESG*** |
| 5.1 | Разработка проекта по изменению принципов тарифного регулирования энергетического сектора | Проект | 2026 | МЭ, МНЭ, АЗРК, энергопредприятия РК, АО «ФНБ «Самрук-Казына», МФЦ «Астана» |
| 5.2 | Разработка требований к энергопроизводящим организациям по разработке мероприятий по оценке и снижению негативного воздействия на окружающую среду и предоставление отчетов об их реализации | Проект | 2026 | МЭ, МЭГПР, АО «ФНБ «Самрук-Казына», МФЦ «Астана» |
| 5.3 | Нормативное закрепление требований к энергопроизводящим организациям | Приказ | 2026 | МЭ, МЭГПР, АО «ФНБ «Самрук-Казына», МФЦ «Астана» |
| 5.4 | Oбеспечение приоритетного доступа к мерам государственной поддержки и стимулирования для энергопроизводящих организаций, соответствующих требованиям ESG | Приказ | 2026 | МЭ, МЭГПР, АО «ФНБ «Самрук-Казына», МФЦ «Астана» |
| 5.5 | Создание собственного казахстанского ESG-рейтинга для привлечения инвестиций | Приказ | 2026 | МЭ, МЭГПР, АО «ФНБ «Самрук-Казына», МФЦ «Астана» |
| **3 Реформа: развитие цифровых технологий в электроэнергетике** |
| ***1*** | ***Цифровая платформа энергетики*** |  |  |  |
| 1.1 | Проведение технического аудита энергопроизводящих и энергопередающих организаций | Отчеты, Акты | 2023 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 1.2 | Разработка цифровой платформы энергетики | Акт ввода в эксплуатацию | 2025 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 1.3 | Цифровизация бизнес-процессов между энергопредприятиями, госорганами и потребителями | Оцифрованные бизнес-процессы | 2024 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 1.4 | Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики | НПА | 2024 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 1.5 | Создание цифровых двойников энергопредприятий | Цифровые двойники | 2025 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| ***2*** | ***Создание системы Smart metering (Умный учет энергоресурсов), систем коммуникаций*** |  |  |  |
| 2.1 | Актуализация информации по оснащенности энергопередающих организаций информационными системами | Отчет | 2025 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 2.2 | Разработка проекта программы оснащения энергопередающих организаций цифровыми информационными системами SCADA и АСКУЭ (график и очередность оснащения в зависимости от приоритета) | НПА | 2026 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 2.3 | Внесение извинений в НПА по тарифообразованию в сфере электроэнергетики, учитывающей мотивацию для модернизации систем SCADA и АСКУЭ | НПА | 2026 год | МНЭ, МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 2.4 | Разработка стандартов для технологии Smart metering, в том числе процедур управления данными:- защита данных- Интеграция протоколов обмена данными- Разделение на категории данных- Распределение доступа к данным по всем уровням- Создание архитектуры управления данными- Создание стратегии управления данными- Определение типа хранилища данных | НПА | 2027 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 2.5 | Реализация энергопредприятиями программы оснащения цифровыми датчиками и приборами учета электроэнергии | Акты ввода в эксплуатацию | 2028 год | МЭ, энергопредприятия РК |
| 2.7 | Разработка Правил по оказанию сервисных услуг для субъектов электроэнергетики и потребителей, обеспечивающих возврат инвестиций (Demand – Response и etc) | НПА | 2030 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| ***3*** | ***Создание системы Smart Grid (Умные сети электроснабжения) в соответствии с согласованным перечнем*** |  |  |  |
| 3.1 | Разработка проекта концепции «Smart Grid» с учётом сценариев интеграции информационных систем РЭК-ов, создания стимулов для развития систем SCADA и АСКУЭ, создания и развития цифровых сервисов в электроэнергетике. | НПА | 2025 год | МЭ, АО «KEGOC», энергопредприятия РК |
| 3.2 | Обеспечение инфраструктурой передачи данных для объектов энергопредприятий в рамках проекта Smart Grid (Умные сети электроснабжения) в соответствии с согласованным перечнем | Акт ввода в эксплуатацию | 2027 год | МЭ, МЦРиАП, АО «KEGOC», энергопредприятия РК |
| 3.3 | Интеграция системы Smart Grid с Smart metering, с возможностью автоматизации передачи данных на цифровую платформу энергетики | Акт ввода в эксплуатацию | 2028 год | МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| ***4*** | ***Создание и внедрение цифрового кабинета для потребителей электроэнергии*** |  |  |  |
| 4.1 | Подготовка технического задания на разработку программного обеспечения цифрового кабинета для потребителей электроэнергии | ТЗ | 2023 год | АЗРК, МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 4.2 | Разработка и запуск в пилотном режиме программного обеспечения цифрового кабинета для потребителей электроэнергии | Акт ввода в эксплуатацию в пилотном режиме | 2024 год | АЗРК, МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 4.3 | Разработка проекта внесения изменений и дополнений в нормативные правовые акты по организации и функционированию розничного рынка электроэнергии и энергоснабжению потребителей Республики Казахстан | НПА | 2023 год | АЗРК, МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| 4.4 | Запуск в промышленную эксплуатацию программного обеспечения цифрового кабинета для потребителей электроэнергии | Акт ввода в промышленную эксплуатацию | 2025 год | АЗРК, МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК |
| **4 Реформа: Обеспечение потребности электроэнергетической отрасли профессиональными кадрами** |
| 1.1 | Определение потребности энергопредприятий в кадрах, с учетом внедрения НДТ и цифровизации | Отчет | 2023 год | МЭ, МОН, МТиСЗ, ОЮЛ, энергопредприятия РК |
| 1.2 | Разработка профессиональных отраслевых стандартов | НПА | 2024 год | МЭ, МОН, МТиСЗ, ОЮЛ, энергопредприятия РК |
| 1.3 | Совершенствование образовательных программ в профессиональных и высших учебных заведениях | Программы | 2024 год | МОН, МТиСЗ |
| 1.4 | Составление плана государственного заказа на подготовку профессиональных кадров | План | 2024 год | МЭ, МОН, МТиСЗ, ОЮЛ, энергопредприятия РК |
| **5 Реформа: Развитие электромобильного транспорта**  |
| 1.1 | Совершенствование законодательства и нормативно-правовой базы, снятие регуляторных барьеров *(таможенные пошлины, налоги, bus-line, парковочные места и т.д.)* | НПА | 2023 год | МИИР, МНЭ, МФ, МЭ, МИО, НПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.2 | Стимулирование развития зарядной инфраструктуры для пилотных территорий *(Нур-Султан – Алматы – Шымкент)* | Программы | 2023 год | МИИР, МНЭ, МЭ, МИО,НПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.3 | Стимулирование спроса на отечественные электротранспортные средства *(0% первоначальный взнос, пониженные ставки по кредиту, бесплатное страхование КАСКО и др.)*  | НПА | 2023 год  | МИИР, МТИ, МНЭ, МЭ,НПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.4 | Производство отечественных тяговых аккумуляторных батарей и компонентов к ним *(привлекательные условия для инвесторов, лучше в сравнении с СИК и соглашений о промышленной сборке)* | Программы | 2023 год | МИИР, МНЭ, МЭ, МИОНПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.5 | Производство и локализация электротранспортных средств и компонентов к ним *(привлекательные условия для инвесторов, лучше в сравнении с СИК и соглашений о промышленной сборке)* | Программы | 2023 год | МИИР, МНЭ, МЭ, МИО,НПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.6 | Создание испытательной базы для проведения сертификационных и доводочных работ при проектировании автомобилей с низким углеродным следом | Программы  | 2023 год | МИИР, МНЭ, НПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| 1.7 | Создания предприятий по утилизации тяговых батарей и электромобилей | Предприятия | 2023 год | МИИР, МНЭ, МГПЭР, МИОНПП и КазАвтоПром (по согласованию) |
| **6 Реформа: Развитие теплоснабжения** |
| ***1*** | ***Введение в действие Закона о «Теплоснабжении»*** |  |  |  |
| 1.1 | Разработка проекта Закона  | Проект Закона | 2022 | МЭ, МНЭ |
| 1.2 | Внесение проекта Закона в Парламент | Постановление Правительства | 2022 | МЭ, МНЭ |
| 1.3 | Введение Закона о «Теплоснабжении» | Приказ | 2023 | МЭ, МНЭ, АО «KEGOC» |
| ***2*** | ***Мероприятия по повышению инвестиционной привлекательности сектора теплоснабжения*** |  |  |  |
| 2.1 | Обеспечение качественного, комплексного планирования развития отрасли на долгосрочный период | Программы | 2023 | МЭ, МНЭ, энергопредприятия РК, АО «ФНБ «Самрук-Казына» |
| 2.2 | Установление критериев для оценки качества работы субъектов теплоэнергетики | Программы | 2023 | МЭ, МНЭ, энергопредприятия РК, АО «ФНБ «Самрук-Казына» |
| 2.3 | Обеспечение возможности внедрения механизма энергосервисных контрактов на базе международного опыта | Программы | 2023 | МЭ, МНЭ, энергопредприятия РК, АО «ФНБ «Самрук-Казына» |
| 2.4 | Программа модернизации и реконструкции основного оборудования теплоэлектроцентралей | Программы | 2023 | МЭ, МНЭ, АО «ФНБ «Самрук-Казына» |

Расшифровка аббревиатур:

АО – акционерное общество;

АЗРК – агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан;

МИИР – министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан;

МФ – министерство финансов Республики Казахстан;

МТИ – министерство торговли и интеграции Республики Казахстан;

МИО – местные исполнительные органы;

МНЭ – министерство национальной экономики Республики Казахстан;

МЭГПР – министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан;

КОРЭМ – казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности;

МЭ – министерство энергетики Республики Казахстан.