

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 от марта 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

Электроэнергетика Республики Казахстан — важнейшая отрасль, являющаяся основой жизнеобеспечения страны, функционирования и развития экономики.

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей республики.

Электроэнергетика Республики Казахстан включает в себя следующие сектора:

- производство электрической энергии;
- передача электрической энергии;
- снабжение электрической энергией;
- потребление электрической энергии;
- теплоснабжение.

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

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

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

Западная зона, в состав которой входят Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области, не имеет электрических связей с ЕЭС РК по территории республики.

Рынок электрической энергии состоит из двух уровней: оптового и розничного.

Теплоснабжение в Республике Казахстан осуществляется как на локальных рынках тепловой энергии, представляющих собой системы централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ) на базе теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии, а также за счет районных котельных и автономных систем отопления.

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 путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии; обеспечения безопасного, надежного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан;

- единства управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны.

Государственная политика отрасли направлена:

- на регулирование тарифной политики в электроэнергетике;
- создание условия для привлечения инвестиций в отрасль;
- укрупнение региональных электросетевых компаний;
- предоставление юридическим лицам, осуществляющим проектирование, строительство и эксплуатацию объектов по использованию возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), инвестиционных преференций в соответствии с Предпринимательским кодексом Республики Казахстан;
- модернизация существующих источников энергии;
- перевод существующих угольных ТЭЦ на газ;
- поэтапное снижение выбросов углекислого газа при производстве электроэнергии.

Государственное регулирование в области электроэнергетики **включает:**

- 1) лицензирование;
- 2) государственное регулирование тарифов (цен, ставок сбора);
- 3) демополизацию и приватизацию объектов электроэнергетики;
- 4) государственный надзор за надежностью, безопасностью и экономичностью производства, передачи, технической диспетчеризации и потребления электрической энергии;
- 5) техническое регулирование в области электроэнергетики;
- 6) кредитование строительства, реконструкции и модернизации систем теплоснабжения за счет бюджетных средств, осуществляемое в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
- 7) субсидирование строительства, реконструкции и модернизации систем теплоснабжения на безвозмездной и невозвратной основе, осуществляемое за счет бюджетных средств

На сегодня государственные функции в области энергетики исполняются различными государственными органами.

Министерство энергетики РК ответственно за обеспечение развития топливно-энергетического комплекса, формирование и реализация государственной политики, совершенствование системы государственного управления в сфере электроэнергетики, теплоснабжения.

Министерство национальной экономики РК осуществляет формирование политики и тарифное регулирование деятельности энергоснабжающих, энергопередающих организаций, теплопроизводящих и теплопередающих организаций.

Министерство индустрии и инфраструктурного развития осуществляет политику в области электроснабжения и теплоснабжения в пределах населенных пунктов, в области угольной промышленности, вопросы энергосбережения и ЖКХ.

Местные исполнительные органы осуществляют субсидирование затрат энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного

проведения отопительного сезона в порядке и контроль за эксплуатацией и техническим состоянием котельных, тепловых сетей и теплоиспользующих установок потребителей.

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

- 1) Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-ІІ «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-ІV «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-VІ 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 свыше 200 электрических станций различной формы собственности включая ВИЭ.

Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2022 года составляет - 23 957,3 мегаватт (далее – МВт), что на 3 365,8 МВт или 16% больше по сравнению с 1 января 2014 года. Сравнение изменения установленной мощности по типам электростанций представлено в Таблице 1.

Таблица 1. Изменение установленной мощности

Тип электростанции	01.01.2014	01.01.2022
теплоэлектростанции (ТЭС)	18 002,4	19 456,2
гидроэлектростанции (ГЭС)	2 583	2 806,2
ветроэлектростанции (ВЭС)	5,6	659,5
солнечные электростанции (СЭС)	0,5	1 034,3
Биогазовые	0	1,1

На 1 января 2022 года располагаемая мощность электростанций составила 19 004,0 МВт в зимний период и 17 364,5 МВт в летний период. В 2014 году располагаемая мощность электростанций составляла 17 108 МВт и 15 320 МВт соответственно.

Годовой максимум нагрузки по Казахстану составил 15 826 МВт, и по сравнению с 2013 годом увеличился на 2 727 МВт или на 20,8%.

Коэффициент использования установленной мощности паротурбинных ТЭС в 2021 году составил 59,6% и увеличился по сравнению с 2013 годом на 5,9%.

Производство электроэнергии в 2021 году по Казахстану составило 114 447,9 миллиона киловатт в час (далее – млн. кВтч), в сравнении с 2013 годом увеличение на 24,4%. Сравнение объема выработки электроэнергии в Казахстане по типам электростанций указана в Таблице 2.

Таблица 2. Изменение объема выработки.

Тип электростанции	млн. кВтч		
	2013 год	2021 год	% изменения
тепловыми электростанциями	77 672	91 164,2	17,4
гидроэлектростанциями	7 701	9 184,9	19,3
газотурбинными электростанциями	6 645,8	10 701,8	61,0

В целом по 2021 году выработка электроэнергии по сравнению с 2020 годом увеличилась на 6 362,1 млн. кВтч или на 5,9%.

Потребление электроэнергии Казахстаном в 2021 году в сравнении с 2020 годом увеличилось на 6 545,5 млн. кВтч или на 6,1% и составило 113 890,3 млн. кВтч. В сравнении с 2013 годом объем потребления электроэнергии увеличился на 24 249,5 млн. кВтч или на 27,0%.

За период 2021 года в сравнении с аналогичным периодом 2020 года наиболее значительный рост потребления электроэнергии отмечался по Восточно-Казахстанской области на 432,2 млн. кВтч (4,7%), Карагандинской области на 540,6 млн. кВтч (2,9%), Павлодарской области на 750,9 млн. кВтч (3,6%), Акмолинской области на 1 108,4 млн. кВтч (12,1%), по Западно-Казахстанской области на 350,9 млн. кВтч (15,5%), Атырауской области на 417,7 млн. кВтч (6,7%), Алматинской области на 1 085,1 млн. кВтч (9,5%), Жамбылской области на 373,6 млн. кВтч (7,6%), по Туркестанской области на 548,7 млн. кВтч (10,5%).

Потребление электроэнергии по зонам:

- Северная зона 73 853,9 млн.кВт.ч или 64,8%;
- Южная зона 25 488,2 млн.кВт.ч или 22,4%;
- Западная зона 14 548,2 млн.кВт.ч или 12,8%.

В структуре потребления электрической энергии по Казахстану за 2021 год основную долю занимают крупные потребители, доля которых в 2021 году составляет порядка 30,2% от общего потребления электроэнергии по республике (или 34 360,3 млн. кВтч). В сравнении с 2020 годом потребление электроэнергии крупными потребителями Республики Казахстан в 2021 году уменьшилось на 2,4 % (или на 825,3 млн. кВтч).

В ЕЭС Казахстана с конца 2021 года имеет место дефицит электроэнергии, обусловленный отсутствием прироста мощностей, высокими темпами развития майнинга и увеличением аварийности на электростанциях.

Для исключения ограничений электроснабжения населения и реального сектора экономики, с октября 2021 года ограничены объекты цифрового майнинга суммарной мощностью до 670 МВт.

В настоящее время в ЕЭС Казахстана недостаточно маневренных резервных генерирующих мощностей для компенсации всех имеющихся в энергосистеме дисбалансов. При нормативном резерве не менее 2 500 МВт, доступный резерв составляет порядка 500 МВт. Острый дефицит маневренного резерва приводит к систематическим нарушениям плановых значений перетоков электроэнергии и мощности на границе с энергосистемой России и снижает надежность функционирования энергосистемы Казахстана в целом.

С начала 2021 года на электростанциях наблюдается увеличение количества аварийных отключений котельного и генерирующего оборудования. Количество аварийных остановов увеличилось на 17,2%, а их продолжительность на 10,5%.

Текущий уровень износа ТЭС и ГЭС (без учета ВИЭ) составляет около 57,5 %, что по сравнению с 2013 годом уменьшился на 12,5%.

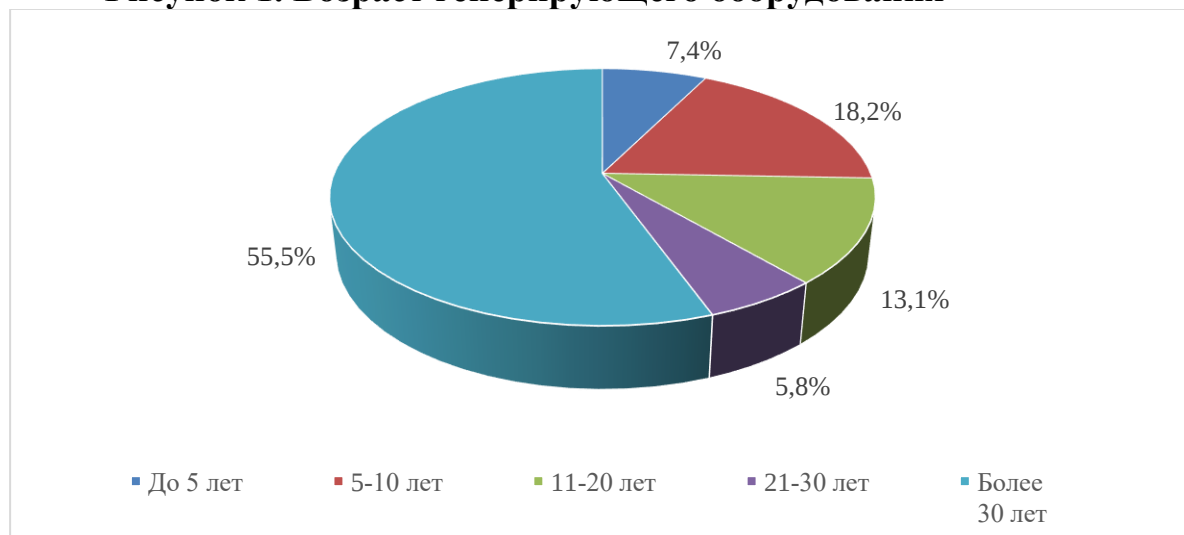
На начало 2022 года 55,5% генерирующего оборудования электростанций имеет возраст более 30 лет, в том числе:

ТЭС - 10 620 МВт или 55%;

ГЭС – 1 729,3 МВт или 62%.

На рисунке 1 представлена информация по возрасту оборудования электростанций.

Рисунок 1. Возраст генерирующего оборудования



2.4 Передача электрической энергии

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их

линий электропередачи, напряжением 0,4–1150 кВ, предназначенных для передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в ЕЭС Республики Казахстан выполняет национальная электрическая сеть (далее - НЭС).

В состав НЭС входит 330 линий электропередачи напряжением 35 - 1 150 кВ, общая протяженность которых по цепям составляет 26,8 тысячи километров (далее - тыс. км). Также на балансе находится 81 электрических подстанций напряжением 35 - 1 150 кВ. Управление НЭС осуществляет акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – АО «KEGOC»).

Передачу электроэнергии в Казахстане осуществляют 19 региональных энергетических компаний (далее – РЭК) и 127 небольших энергопередающих компаний, которые контролируют электрические сети регионального уровня напряжением 0,4-220 кВ.

На начало 2021 года уровень износа электрических сетей составляет около 65%, на начало 2013 года уровень износа составлял около 57%.

Потери электрической энергии в магистральных электрических сетях (НЭС) несколько выше, чем в развитых странах, однако для большинства из них характерны меньшие расстояния передачи электроэнергии и большая емкость рынка. Для Казахстана же свойственны протяженные сети между основными центрами потребления и генерации. Кроме того, для Республики Казахстан характерен резкоконтинентальный климат, 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) порядка 6 – 7 % являются практически оптимальными для сетей данного класса.

В свою очередь, в распределительных сетях для Казахстана характерны весьма значительные потери. Многие из эксплуатируемых в настоящее время высоковольтных линий электропередачи РЭК построены более 40 – 50 лет назад, и имеют протяженность, значительно превышающую проектную. Уровень потерь региональных электросетевых компаний по итогам 2021 года колеблется и достигает 18,6 %. При этом необходимо учитывать, что разные уровни нормативных технических потерь объясняются различными объемами передаваемой энергии, различием в классах напряжения линий передач, протяженности сетей, количеством подстанций, топологией электрических сетей.

2.5 Рынок электрической энергии и мощности

Рынок электроэнергии в Казахстане имеет два уровня – оптовый рынок электрической энергии и мощности, функционирующий в рамках всей энергосистемы, и локальные розничные рынки электроэнергии.

В результате проведенной в 1996 году либерализации отрасли с разделением видов деятельности в электроэнергетике на конкурентные (производство и сбыт) и монопольные (передача и распределение) сферы в

Казахстане был сформирован конкурентный оптовый рынок электроэнергии двусторонних контрактов, на котором осуществляется конкурентная торговля электроэнергией как децентрализованно, так и централизованно через электронную торговую систему АО «КОРЭМ».

Для решения проблем с привлечением инвестиций в 2009 году вместо конкурентного ценообразования была введена система предельных тарифов «в обмен на инвестиции», устанавливаемых для энергопроизводящих организаций (далее - ЭПО) на срок 7 лет с учетом необходимых для их реконструкции и модернизации инвестиций.

С 1 января 2019 года в Казахстане введен рынок (субрынок) мощности, призванный создать благоприятные условия для инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов, развивающих генерирующие мощности.

Структура оптового рынка электрической энергии состоит из:

1. Децентрализованного рынка купли-продажи электрической энергии, функционирующего на основе заключаемых участниками рынка договоров купли-продажи электрической энергии по ценам и условиям поставки, устанавливаемым соглашением сторон (электростанции могут заключать контракты на куплю-продажу электроэнергии напрямую с оптовыми потребителями);

2. Рынка централизованной торговли электрической энергией, представляющего собой организованную торговую площадку для купли-продажи электрической энергии на краткосрочный период – спотовые торги электрической энергией (за день вперед и в течение операционных суток), среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный (квартал, год) периоды (подразумевает торговлю электроэнергией на единой площадке с целью заключения контрактов на куплю-продажу электроэнергии);

3. Балансирующего рынка, функционирующего в имитационном режиме, т.е. без осуществления финансовых взаиморасчетов, в целях последующего финансового урегулирования почасовых дисбалансов, возникающих в операционные сутки между фактическими и договорными величинами производства-потребления электрической энергии в ЕЭС Республики Казахстан, утвержденными Системным оператором в суточном графике производства-потребления электрической энергии (регулирование системным оператором отклонений фактических объемов поставки и потребления электроэнергии от плановых в режиме реального времени);

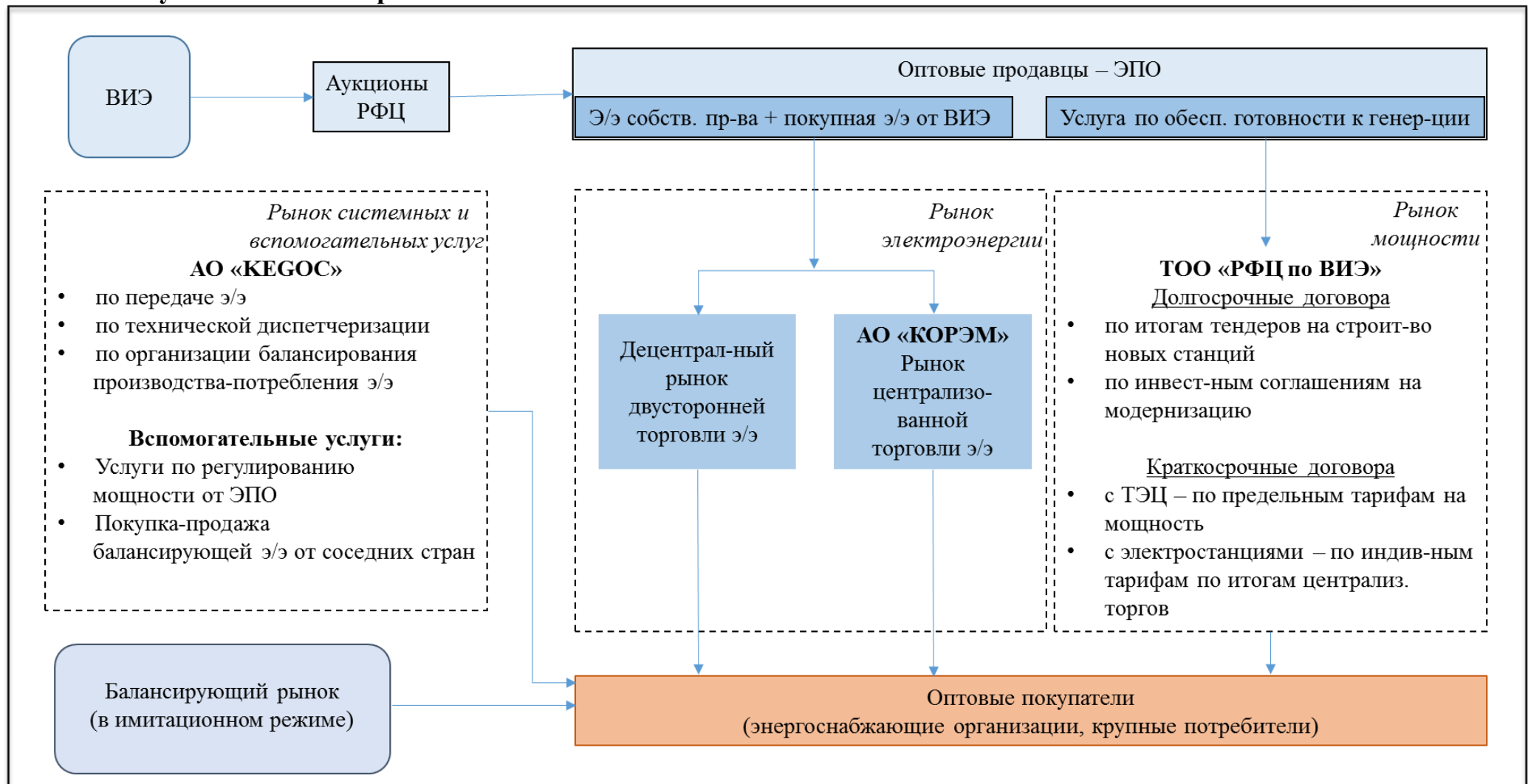
4. Рынка системных и вспомогательных услуг, функционирующего на основе как приобретения у субъектов оптового рынка электрической энергии, так и оказания Системным оператором соответствующих услуг субъектам оптового рынка электрической энергии для обеспечения установленных государственными стандартами надежности работы ЕЭС Республики Казахстан и качества электрической энергии;

5. Рынка мощности, обеспечивающего на среднесрочной и долгосрочной перспективе наличие в ЕЭС Казахстана достаточного количества действующих

генерирующих мощностей для покрытия всего потребления электрической энергии в системе в любое время (включая резервы).

Действующая модель оптового рынка электроэнергии в РК представлена на Рисунке 2.

Рисунок 2. Оптовый рынок



Оптовый рынок электрической энергии

Оптовый рынок электроэнергии представляет собой выраженную олигополию, конкуренция декларативно закреплена на уровне законодательных актов, на практике фактически не работает.

На сегодня ЭПО реализуют электрическую энергию по ценам, не выше предельных тарифов, утверждаемых Министерством энергетики РК. Величина предельных тарифов варьируется от 2 до 17 тенге.

Ряд ЭПО ограничивают доступ потребителей к «дешевой электроэнергии», реализовывая их через свои аффилированные энергоснабжающие организации (далее – ЭСО). Другие ЭСО и потребители, не имея доступа вынужденно покупают электроэнергию у дорогих источников.

При этом, получаемая прибыль ЭСО не направляется на развитие отрасли, как результат высокий износ электрических станций и сетей, что в конечном итоге приводит к росту конечного тарифа для населения и малого и среднего бизнеса.

Формальное создание конкурентного рынка привело к доминированию ограниченного круга лиц.

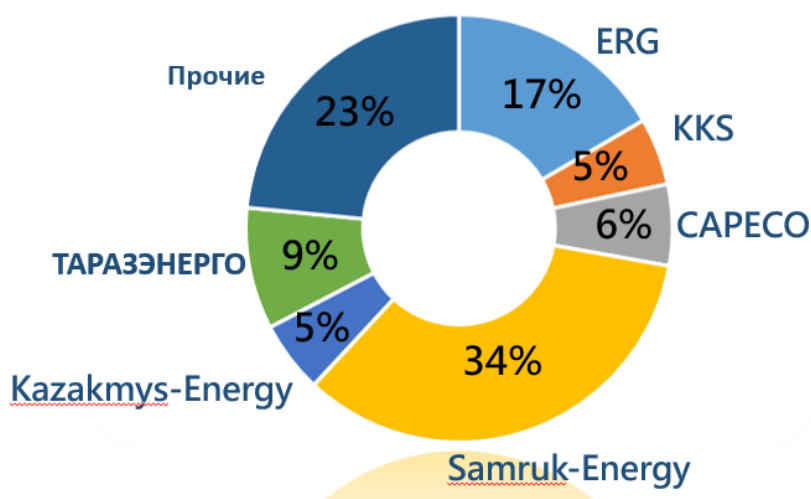
Рынок электроэнергии фактический поделен между основными шестью участниками, общая доля присутствия на рынке которых превышает 75% (см. рисунок 3).

Рисунок 3. Концентрация рынка

Олигополия рынка электроэнергии

Рынок электроэнергии фактический поделен между основными шестью участниками

Доля рынка по установленным мощностям



Оставшаяся доля 23% приходится на собственников, владеющих более 30 ЭПО, из которых почти половина приходится на государственную и коммунальную собственность.

Фактически рынок электроэнергии является непрозрачным и закрытым. Кроме того, 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.

Анализ организации и проведения централизованных торгов электрической энергией показывает, что на протяжении последних трех лет спрос от потребителей и ЭСО значительно в разы превышает выставляемую электрическими станциями на торги электрическую энергию (см. таблицу 3).

Таблица 3. Сравнительная таблица объемов спроса и предложений на рынке централизованной торговли электрической энергией

	Спот-торги				Долгосрочные и среднесрочные торги			
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г. (до 20.04)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г. (до 20.04)
Объем предложения	230	490	221	286	26 006	17871	924	143
Продавцы, кол.	23	20	13	4	19	11	8	2
%		-13%	-35%	-69%		-42%	-27%	-75%
Объем спроса	705	1 186	632	450	126 614	396 628	23 242	1 815
Покупатели, кол.	63	63	38	21	84	89	75	20
%		0%	-40%	-45%		6%	-16%	-73%
Объем сделок	207	355	189	267	21 049	17 598	749	143
%		72%	-47%	41%		-16%	-96%	-81%
V спрос к V предложению	3 раза	2.5 раза	3 раза	1.5 раза	5 раз	22 раза	25 раз	12.5 раз
Предложение / спрос	37%	32%	34%	19%	23%	12%	11%	10%
Сделки / спрос	29%	30%	30%	59%	17%	4%	3%	8%

За период 2018-2020 г. на централизованных спот-торгах объем ежегодного спроса составлял 632-1186 млн.кВтч, тогда как выставляемый электрическими станциями на продажу объем был равен 221-490 млн.кВтч, что в 2,5-3 раза меньше чем требовалось потребителям и ЭСО.

На централизованных торгах по долго- и среднесрочным контрактам ситуация складывается еще хуже. За период с 2018 по 2020 годы потребители и ЭСО выставляли на торги свою потребность в объеме 23,2-39,6 млрд.кВтч, электрическими станциями был предложен объем 0,9-2,6 млрд.кВтч. Превышение объемов спроса над предложением достигало 25 раз.

Анализ функционирования рынка электроэнергии Казахстана и его сегмента рынка централизованной торговли показывает, что крупные олигопольные компании не стремятся к прямой и открытой конкуренции

между собой, поделив рынок (потребителей). В условиях выбора или снижения цен под воздействием конкуренции, или отказа от конкуренции и продаже по высоким предельным ценам, рынку предлагаются прямые договоры с высокими ценами.

Существенно увеличились риски по вопросам энергетической безопасности страны, связанные с нарастающими объемами отклонений субъектов рынка электрической энергии РК.

Отсутствие финансовой ответственности за создаваемые дисбалансы (отклонения часовых фактических объемов производства-потребления электрической энергии от часовых плановых значений) и экономических стимулов к балансированию у субъектов рынка, не вызывает заинтересованности данных субъектов в оптимальном планировании графика производства-потребления электроэнергии и участия в покрытии отклонений. Фактически балансирующий рынок электрической энергии работает в режиме имитации без процедуры реальных денежных взаиморасчетов за дисбалансы. Данный режим без изменений длится более 13 лет. Сохранение балансирующего рынка электрической энергии в режиме имитации уже негативно сказывается на самой энергосистеме.

На сегодня, выполнение функций Системного оператора закреплено за энергопередающей организацией АО «KEGOC», являющейся 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 «KEGOC» имелось Центральное диспетчерское управление (ЦДУ). В 2004 году в связи с принятием новой редакции Закона РК «Об электроэнергетике» приказом МЭМР РК от 27.08.2004 на АО «KEGOC» были возложены функции Системного оператора ЕЭС РК, а ЦДУ было преобразовано в Национальный диспетчерский центр Системного оператора. Так, функции Системного оператора позволили компании 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 решения в свою пользу конфликтов интересов с участниками рынка электроэнергии.

Ключевой организацией на рынке электроэнергии является Совет рынка электроэнергии и мощности («Совет рынка»), выступающей некоммерческой саморегулируемой организацией, созданной с целью содействия

поддержанию баланса интересов среди участников электроэнергетического сектора Казахстана. Совет Рынка был также создан в целях стимулирования нормально функционирующего конкурентного рынка электроэнергии и мощности для отражения единой позиции участников оптового и розничного рынков. Однако, в своем нынешнем виде, Совет рынка обладает ограниченным спектром полномочий и не способен эффективно обеспечивать необходимый баланс между важнейшими функциями энергетической системы, такими как энергетическая безопасность, доступность и экологическая устойчивость. Кроме того, Совет рынка, созданный на базе Казахстанской электроэнергетической ассоциации, и функционирующий на взносах участников фактически представляет интересы ограниченного круга лиц.

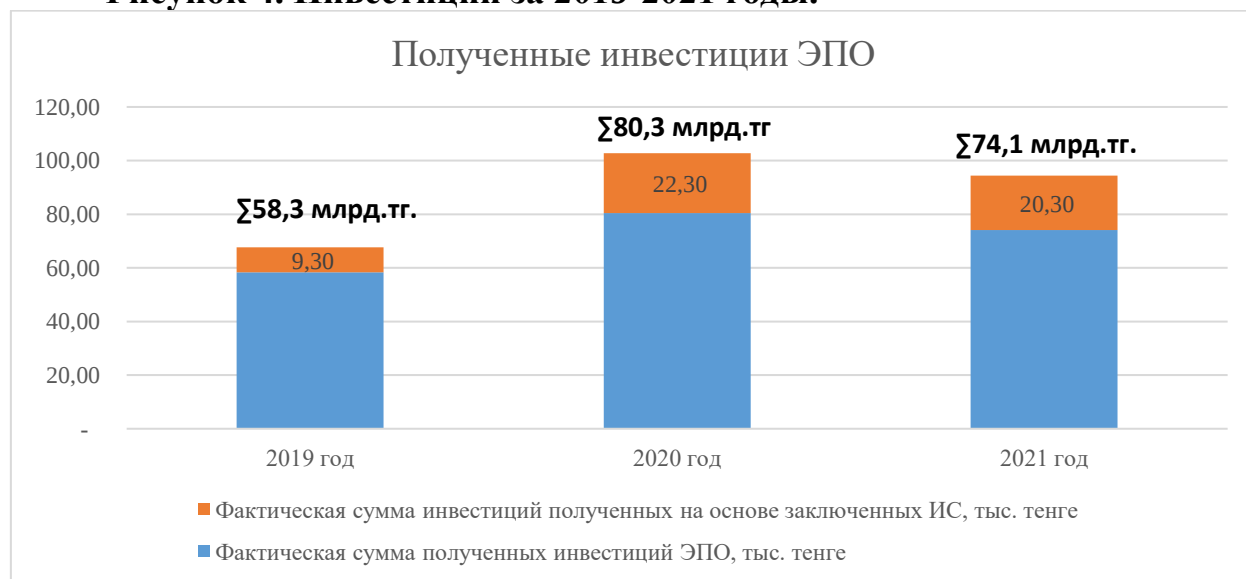
Рынок электрической мощности

С 1 января 2019 года в Казахстане начал функционировать рынок мощности, который должен был обеспечить благоприятные условия для инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов, развивающих генерирующие мощности.

В основу механизма функционирования рынка, как инструмента привлечения инвестиций, законодательством Республики Казахстан заложено обязательное участие всех субъектов оптового рынка электрической энергии (ЭСО, энергопередающие организации и потребители, в том числе, промышленные комплексы) на рынке электрической мощности.

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 200 млрд. тенге.

Рисунок 4. Инвестиции за 2019-2021 годы.



Из которых, 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:

АО «Севказэнерго»;

ТОО «Караганда Энергоцентр»;

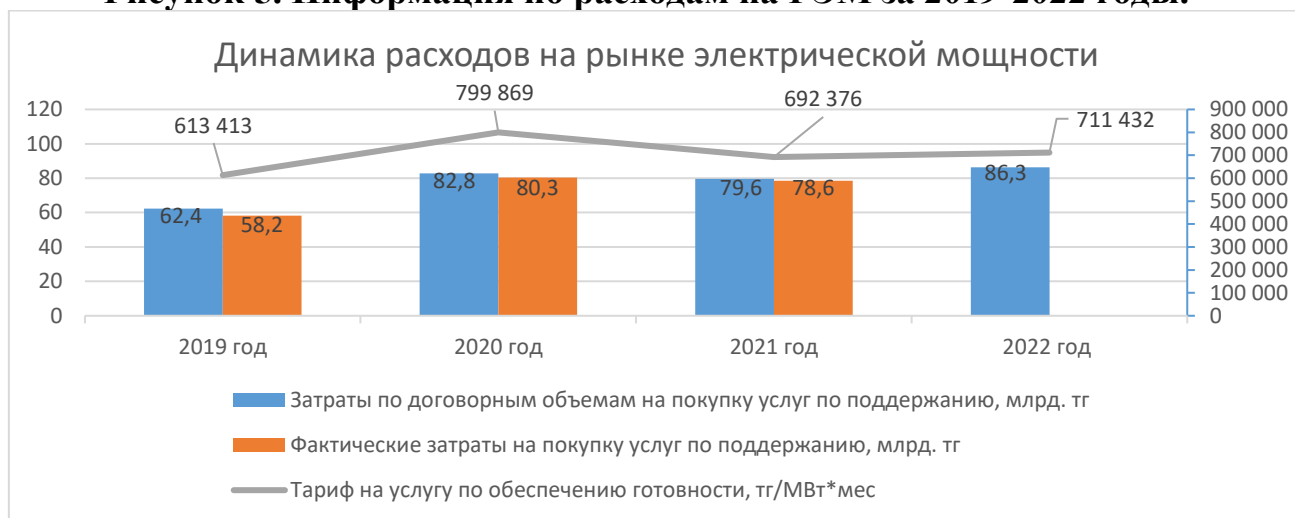
АО «Мойнакская ГЭС»;

АО «Алматинские электрические станции»;

АО «Шардаринская ГЭС».

Объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности по данным договорам составил порядка 740 МВт.

Рисунок 5. 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 либерализация 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. На практике, в зависимости от региона, в зоне обслуживания отдельных РЭКов были созданы как единая, так и несколько ЭСО, но за каждой из них была закреплена определенная зона сетей РЭКов.

Иные, кроме РЭК, энергопередающие организации, осуществляющие поставку электроэнергии на розничном рынке (сетевые компании отдельных городов, районов и корпораций), осуществили разделение деятельности по

передаче электрической энергии от деятельности по энергоснабжению путем перехода к раздельному бухгалтерскому учету.

Таким образом, поставку электроэнергии на розничном рынке осуществляют ЭСО и отдельные энергопередающие организации, каждая из которых на сегодня монопольно обслуживает всех потребителей, подключенных к определенной электрической сети или к зоне сети.

2.6 Международный рынок электроэнергии

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

Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС);

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 ЕЭС, имеющих самый разный дизайн и правила оптовой торговли электроэнергией:

- в Республике Казахстан – конкурентный рынок двусторонних контрактов и рынок централизованной торговли электроэнергией;

- в Республике Беларусь – вертикально-интегрированная монополия;

- в Российской Федерации – централизованная модель конкурентного рынка с узловым ценообразованием + рынок мощности;

- 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;

- в Кыргызской Республике функционирует модель, базирующаяся на двусторонних договорах с разделением производства, передачи и распределения электроэнергии и доминированием одного производителя – ОАО «Электрические станции».

ОЭР будет состоять из 3-х субрынков, на которых между государствами – членами будет осуществляться:

- а) взаимная торговля свободным двусторонним договорам (СДД);

- б) централизованная торговля электроэнергией по срочным контрактам (СК);

- в) централизованная торговля электроэнергией на сутки вперед (СВ).

Формирование ОЭР предусмотрено в 1 этап с одновременным началом полномасштабного функционирования всех трех субрынков (СДД, СК и СВ).

При этом будет соблюден баланс экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов ОЭР ЕАЭС.

В соответствии с действующим правом ЕАЭС государства-члены осуществляют торговлю электрической энергии в рамках двусторонних договоров. При этом, стороны в пределах имеющейся технической возможности государства-члены обеспечивают беспрепятственный доступ к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики при условии приоритетного использования указанных услуг для обеспечения внутренних потребностей в электрической энергии (мощности) государств-членов.

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 4.

Таблица 4. 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 продолжается реализация Программы формирования ОЭР в целях обеспечения готовности государств-членов ЕАЭС к участию субъектов национальных электроэнергетических рынков в ОЭР, а также создания условий для его эффективного функционирования.

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 и 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 условия 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.

По оценкам ранее проведенных международными организациями трех различных исследований, потенциальные выгоды от интеграции рынков электроэнергии могут составлять от 350 до 1200 миллионов долларов США в год.

Предлагаемая концепция CAREM предусматривает последовательную реализацию четырех этапов, как указано ниже, при этом большая часть выгод от введения рынка достигается в течение первых двух этапов, для достижения чего потребуются заключение нескольких региональных межгосударственных соглашений.

Этап 1 предполагает улучшение среды для заключения физических двусторонних договоров, взаимной поддержки в чрезвычайных ситуациях и обеспечение взаимопомощи при предоставлении услуг по балансированию электроэнергии;

Этап 2 предполагает в дополнение к Этапу 1 также запуск спотового рынка “на сутки вперед”;

Этап 3 предполагает в дополнение к Этапу 2 также запуск рынков реального времени и вспомогательных услуг (ВУ), что возможно только после успешной реализации первоначальных этапов – успешной работы рынков двусторонних договоров и РСВ, а также после заключения соответствующего регионального соглашения о функционировании вышеуказанных рынков;

Этап 4 предполагает в дополнение к Этапам 2 и 3 также запуск Энергетической биржи для торговли стандартизированными продуктами, в том числе финансовыми контрактами, используемыми участниками рынка для хеджирования ценовых рисков.

Для начальных этапов работы Регионального рынка электроэнергии Центральной Азии нет необходимости изменять внутреннюю организацию

национальных энергетических секторов - могут потребоваться только незначительные изменения в правилах и процедурах. Поэтому реализация Этапов 1 и 2 ожидается в довольно короткие сроки – 2021 – 2023 г.г.

Функционирование Этапов 3 и 4 будет возможно только при наличии стабильного функционирования рыночных механизмов на этапах 1 и 2, а также заключения более сложных соглашений между странами Центральной Азии (ЦА). Поэтому ожидается, что Этапы 3 и 4 будут реализованы в течение относительно длительного периода времени

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 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 (далее – 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

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;
- освобождение от уплаты услуг электросетевых организаций по передаче электроэнергии;
- 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 на декабрь 2021 г. в Казахстане действует 134

объектов ВИЭ на общую установленную мощность – 2010 МВт, в том числе ВЭС – 684 МВт; СЭС – 1037.6 МВт; ГЭС – 280 МВт; БиоЭС – 8 МВт.

В целом, за четыре года (с 2018 по 2021 годы) было проведено 41 аукцион ВИЭ на общую установленную мощность 1710 МВт. Из них было отобрано 1305,72 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 гг. 60 компаний подписали контракты с единым закупщиком электроэнергии ВИЭ – Расчетно-финансовым центром (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 ТОО «РФЦ по ВИЭ» составляет более 92% в 2021 году.

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

Ведение Государственного энергетического реестра дает 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 Основные проблемы электроэнергетической отрасли

Наряду с общими для электроэнергетической отрасли проблемами, также не разрешенными остаются:

Системные вопросы:

- необходимость в разработке новой целевой модели электроэнергетики на средне и долгосрочную перспективу;
- отсутствие Генеральной схемы развития электроэнергетики при соблюдении системного комплексного подхода;
- незавершенность формирования единой энергосистемы страны, включая отсутствие электрических связей западных областей с ЕЭС РК;
- низкий уровень автоматизации технологических процессов в отрасли;
- высокий уровень износа и срока службы генерирующего, передающего и вспомогательного оборудования энергетических активов ЕЭС Казахстана;
- отсутствие отраслевого Независимого системного оператора;
- отсутствие независимого Совета рынка;
- слабый уровень внедрения цифровых технологий в отрасли;
- недостаток балансирующих (маневренных) мощностей в ЕЭС Казахстана, а также планируемый рост производства электроэнергии от ВИЭ приводит к росту зависимости от соседних государств по вопросам регулирования частоты и мощности;
- проблемы, связанные с интеграцией ВИЭ в ЕЭС Казахстана, по причине слабых региональных сетей и недостаточности маневренных мощностей.
- на рынке отсутствуют механизмы, обеспечивающие строительство новых генерирующих мощностей;

- дальнейший рост дефицита электроэнергии и мощности в Южной зоне;
- отсутствие концепции по дальнейшему развитию ТЭЦ (комбинированная выработка тепла и электроэнергии), имеющих социальное значение);
- слабое развитие автономной и распределенной генерации на уровне отдельных районов, домохозяйств и фермерских хозяйств с использованием ВИЭ и альтернативных источников;
- отсутствие систем мониторинга состояния объектов производства и передачи тепловой энергии;
- отсутствие механизма, стимулирующего привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения;
- большое количество энергопередающих организаций;
- наличие бесхозных электрических сетей в регионах;
- слабая связь энергоузлов Кызылординской, Южно-Казахстанской и Жамбылской областей с ЕЭС Казахстана;
- ограничение пропускной способности в направлении Актау – Атырау – Уральск;
- не полный охват всех потребителей АСКУЭ;
- высокий уровень потерь по всей цепочке производства и потребления электроэнергии.
- недостаточность инвестиций в сфере энергосбережения;
- низкий уровень информированности в сфере энергосбережения среди населения;
- слабая институциональная основа отрасли энергетики, в части отсутствия Института развития энергетики, для проведения аналитической работы, выработки стратегии и предложений по совершенствованию законодательства;
- 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.

Вопросы регулирования и функционирования рынков электроэнергии:

- отсутствие конкурентного ценообразования;
- высокая неопределенность как для игроков рынка, потенциальных инвесторов и потребителей, по внутренним и внешним условиям;
- отсутствие долгосрочной государственной политики в сфере тарифообразования;
- неэффективное перекрёстное субсидирование, негативно влияющая на игроков рынка;

- отсутствие практического интереса в инвестировании, вследствие сдерживания роста тарифов в секторах электроэнергетической отрасли;
- неравные цены как для отдельных оптовых потребителей, так и для отдельных регионов из-за отсутствия равного доступа покупателей к электроэнергии производителей;
- аффилированность энергетических организаций между собой;
- недопустимо низкая, из-за отсутствия конкурентного ценообразования, ликвидность централизованных торгов электроэнергией;
- отсутствие условий для конкуренции как среди производителей, так и среди потребителей не стимулирует повышение эффективности действующих электростанций и формирование конкурентного балансирующего рынка;
- покупка мощности на торгах у действующих электростанций только на 1 год вперед не обеспечивает привлечение адекватных инвестиций в обеспечение их готовности к генерации (за рубежом покупка мощности носит, как правило, более долгосрочный характер - на 3 и более года вперед);
- правила и дизайн рынка электроэнергии, олигополистического по своей структуре, дают отдельным его участникам возможность проявлять «рыночную власть» при продаже электроэнергии, а также в отношении ценообразования;
- система предельных тарифов не дает стимулов для строительства новых генерирующих мощностей, повышения эффективности производителей и снижает прозрачность сделок между поставщиками и потребителями на рынке двусторонних договоров;
- ограниченные возможности розничных потребителей по реализации права на самостоятельный выбор поставщика электроэнергии;
- отсутствие доступа у ЭСО к дешёвой электрической энергии, генерирующих компании;
- низкая платежная дисциплина среди потребителей розничного рынка электроэнергии;
- отсутствие простого и прозрачного выбора ЭСО конечным потребителем;
- отсутствие прозрачной системы заключения договоров между сетевыми компаниями и ЭСО.

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 5.

Таблица 5 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»

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 6.

Таблица 6 Преимущества и недостатки существующих моделей электроэнергетики рассматриваемых стран

Страны	Преимущества	Недостатки
США	высокая степень самостоятельности регионов в вопросе реформирования электроэнергетики (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 финансовым инструментам
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 7).

Таблица 7. 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.

Модели Совета рынка

Совет рынка — это организация, созданная в целях обеспечения эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков электроэнергии, реализации общих принципов организации электроэнергетики, создания благоприятного инвестиционного климата.

Совет рынка представляет собой особую разновидность саморегулируемой организации, наделенной наряду с частноправовыми также и публичными полномочиями в сфере электроэнергетики.

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)	- диспетчеризация мощности - планирование добавления новых электростанций; - управление рынком электроэнергии в Техасе; - переключение поставщиков электроэнергии в Техасе.	- Совет Директоров; - Технический Консультативный комитет; - Исполнительный директор	- подлежит надзору со стороны Комиссии по коммунальным услугам штата Техас (ККУ) и Законодательного собрания штата Техас; - ККУ обладает основной юрисдикцией в отношении деятельности, осуществляемой ERCOT.	Плата за администрирование системы;
NERC (Северная Америка)	- разработка региональных стандартов надежности; - мониторинг соблюдения и обеспечения соблюдения; - стандартов надежности (как в масштабах всей Северной Америки, так и в регионах); - регистрация владельцев, операторов и пользователей, а также их сертификация; - оценка надежности и анализ производительности - анализ событий и повышение надежности - осведомленность о ситуации и безопасность инфраструктуры; - работа со всеми заинтересованными сторонами над разработкой стандартов эксплуатации энергосистемы; - оценка достаточности ресурсов - предоставление образовательных и учебных ресурсов в рамках; - программы аккредитации для обеспечения того, чтобы операторы энергосистем оставались квалифицированными и опытными.	- Комитет по соблюдению требований; - Комитет по назначениям; - Комитет по технологиям и безопасности; - Комитет по корпоративному управлению и кадрам; - Общеорганизационный комитет по рискам; - Комитет по финансам и аудиту; - Комитет представителей членов.	- 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.	- взносы; - выставленные штрафные санкции за нарушения; - услуги программного обеспечения и иные услуги; - оплата за обучение; - иные взносы.

Совет Рынка (Россия)	▪ определение порядка ведения реестра субъектов оптового рынка; ▪ разработка формы соглашения о присоединении к оптовому рынку; ▪ организация процесса досудебного урегулирования споров; ▪ разработка правил; ▪ контроль за соблюдением правил и положений; ▪ проверка функций генерации на основе использования ВИЭ; ▪ мониторинг ценовой ситуации на оптовом рынке;	▪ Общее собрание членов; ▪ Наблюдательный совет; ▪ Совет Ассоциации; ▪ Председатель правления Ассоциации;	Может повлиять на энергетическую отрасль;	членские взносы;
Nord Pool (Европа)	▪ отслеживает запросы физической подачи электроэнергии; ▪ управляет пропускной способностью, а также проверяет и отправляет результаты хорватскому оператору услуг передачи HOPS; ▪ обеспечивает внутридневную торговлю; ▪ предлагает услуги по сбору рыночных данных, услуги по соблюдению нормативных требований или консультационные услуги через Nord Pool Consulting; ▪ коммерческий оператор; ▪ оператор Рыночной связи.	▪ Совет директоров; ▪ Консультативный совет; ▪ Управленческая команда.	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 взнос; ▪ вступительный взнос; ▪ плата за услуги; ▪ плата за обучение.

Управление спросом на электроэнергию

Одним из фундаментальных ограничений традиционных рынков электроэнергии является неэластичность спроса – потребление электроэнергии практически не зависит от цен на рынке. В этих условиях активной стороной, определяющей конечную стоимость продукции, являются производители электроэнергии. При этом потребители, в том числе имеющие собственные генерирующие объекты, обладают значительным потенциалом изменения потребления в ответ на изменение условий на рынке, использование которого могло бы влиять на цены на электроэнергию, повысить конкуренцию на рынке, снизить необходимость строительства избыточных генерирующих и сетевых мощностей.

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. В общем случае потребители, участвующие в программах управления спросом, не снижают интегральные значения потребления, смещая его с пиковых периодов на внепиковые. Соответственно, участие потребителя в управлении спросом не должно приводить к снижению отпуска товарной продукции, уменьшению количества или снижению качества оказанных услуг и т.п.

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. Управление спросом можно считать зрелым

рыночным механизмом, обеспечивающим возможность прямой конкуренции регулировочной способности потребителей с генераторами, что формирует перспективы дальнейшего роста. В течение ближайшего десятилетия прогнозируется дальнейшее развитие концепции управления спросом, обусловленное появлением новых бизнес-моделей, технологий и программного обеспечения, таких как «bring your own device» («принеси свое устройство»), позволяет потребителям использовать самостоятельно приобретенное оборудование (в первую очередь – «умные» термостаты) для участия в программах автоматизированного дистанционного управления нагрузкой, вместо технических решений, предоставленных агрегатором или администратором программы), «поведенческое» (вовлечение потребителей в управление спросом методами поведенческой экономики с помощью средств коммуникации, например, электронной почты или мобильных приложений) и «аналитическое» управление спросом (использование расширенных данных о функционировании оборудования и потреблении электроэнергии для выявления возможностей оптимизации).

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.

По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА) около 3 900,0 ТВтч потребляемой электроэнергии на сегодняшний день потенциально доступно для управления нагрузкой, с ожидаемым к 2040 году ростом до 6 900,0 ТВтч или около 20% мирового потребления электроэнергии. Потенциал управления спросом отличается для различных регионов и секторов экономики, но во всех регионах большая часть этого потенциала и в настоящее время, и в будущем лежит в эксплуатации зданий, особенно в части обогрева и кондиционирования.

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. Аналогичные тренды наблюдаются везде, где разрешена деятельность независимых агрегаторов, включая Ирландию и Западную Австралию. Успех работы независимых агрегаторов полностью зависит от эффективности участия агрегированных нагрузок в программах управления спросом т.к. это основной бизнес агрегатора. Независимые агрегаторы нагрузки имеют больший финансовый стимул для вовлечения в управление спросом максимального количества потребителей. Поставщики электроэнергии могут надежно предоставлять услуги по управлению спросом, но они часто получают разнонаправленные финансовые стимулы.

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 образом 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	доступность – 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 защищенность и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века	система сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей
обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии	экономичность – наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении Smart Grid совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети	наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими 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

В настоящее время Южная Корея импортирует до 97% энергии, а климатические особенности страны усиливают 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 CO₂ 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.), устранил 230 млн тонн CO₂, 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 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 углерода.

Закон об использовании угля будет принят 8 июля в Бундесрате, верхней палате парламента. Он 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 атомных электростанций (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 выделяют \$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 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.

Раздел 4. Видение развития электроэнергетической отрасли

С учетом глобальных вызовов и постоянных изменений в мировой экономике необходим ускоренный и полный переход к устойчивой, эффективной и гибкой отрасли электроэнергетики, способной в любой момент быть готовой принять вызовы и угрозы.

Для решения текущих проблем с учетом международного опыта Республике Казахстан для развития электроэнергетики необходимо сосредоточиться на:

- создании понятной структуры и механизмов рынка электроэнергии, прозрачной среды для конкуренции в секторе генерации и снабжения электрической энергией;
- улучшении инвестиционного климата путем создания эффективных механизмов долгосрочного инвестирования в отрасль;
- исключении посредников и спекулятивных операций при покупке и продаже электроэнергии, в том числе при её экспорте и импорте;
- создании условий для равного доступа потребителей к электрической энергии и прозрачного, справедливого тарифообразования;
- повышении доступности информации на рынке электрической энергии путем цифровизации;
- обеспечении простым и прозрачным механизмом распределения высоких затрат на электроэнергию из ВИЭ;
- снижении стоимости ВИЭ-технологий, путем поэтапной локализации компонентов и комплектующих;
- системного решения вопроса удовлетворения суточного графика нагрузки потребителей, путем исключения «плановых» дисбалансов потребителей (на сегодня станции принимают только ровный график, по факту имеются большие отклонения, как следствие отклонение на границе с Российской Федерацией);
- доступности природного газа для ЭПО в целях производства электрической энергии;
- решении проблемы дефицита электроэнергии и мощности южной энергетической зоны;
- исключении перекрестного субсидирования при производстве тепловой и электрической энергии, снижающей инвестиционную привлекательность и конкурентоспособность ТЭЦ на оптовом рынке;
- повышении требований к раскрытию информации ЭСО и публикации этой информации на информационном портале, доступном для всех пользователей.

Основными императивами развития электроэнергетики Республики Казахстан являются: развитие маневренных мощностей и распределенной генерации, развитие альтернативной электроэнергетики, развитие централизованных торгов электрической энергией и мощностью, развитие

технологий накопления и хранения энергии, внедрение элементов интеллектуальной энергосистемы.

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.

Согласно Энергетического баланса РК до 2035 года, утвержденного приказом Министра энергетики РК № 104 от 24 марта 2022 года:

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).

к 2035 году требуется обеспечить ввод новых (без учета неиспользуемых) генерирующих мощностей суммарной мощностью 17,5 ГВт.

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

Таблица 10. Прогнозный баланс мощности ЕЭС Казахстана до 2035 года

№	Наименование	прогноз														
		2021 г.	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

МВт

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 Казахстана
до 2035 года**

№	Наименование	прогноз														млрд. кВтч
		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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

В рамках базового сценария, прогнозная установленная мощность энергоисточников к 2035 году составит 40 121 МВт, располагаемая мощность – 27 829 МВт. Объем выработки и потребления электроэнергии к аналогичному периоду планируется в объеме 152,9 млрд. кВтч.

Одним из основных сценариев развития электроэнергетического комплекса является активное внедрение принципов энергосбережения и энергоэффективности. В совокупности с предполагаемым умеренным ростом тарифов на электроэнергию, меры по энергосбережению должны помочь добиться умеренного роста внутреннего электропотребления.

Будут приняты меры по дальнейшему внедрению «умных» электросетей и систем хранения электроэнергии.

Снижение уровня нормативно-технических потерь электроэнергии в национальных и региональных электрических сетях на 25% к 2035 году.

Снижение уровня физического износа электросетей до 62,7% к 2030 году и 59,4% к 2035 году.

Обеспечение государственного контроля за функционированием стратегически важной для республики единой электроэнергетической системы, создание условий для недискриминационного доступа всех участников рынка электроэнергии к передающей электрической сети, справедливая конкурентная среда на рынке электроэнергии и благоприятный инвестиционный климат.

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.

Мерами по уменьшению выбросов парниковых газов в рамках низкоуглеродного развития экономики является развитие ВИЭ, как экологически чистых источников энергии, а также использование потенциала

гидроэнергетики. Вместе с тем, в целях снижения негативного влияния растущих мощностей ВИЭ на энергосистему страны будут введены технические требования к участникам рынка ВИЭ.

Для стимулирования развития экологически чистых источников энергии планируется разработать поправки в законодательство. В рамках проекта Закона предполагается охватить такие виды альтернативных источников энергии как водород, промышленные газы, твердые бытовые отходы (сжигание), атомная энергия, метан угольных пластов и другие источники.

Увеличение инвестиционной привлекательности теплоэнергетической сферы, на стадиях производства и передачи тепловой энергии.

Формирование эффективной системы государственного управления отраслью (включающей в себя планирование, мониторинг, государственный контроль).

Увеличение доли источников тепловой энергии среди энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ и альтернативных источников энергии.

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.

4.2. Основные приоритеты и тенденции

Политика по развитию электроэнергетики будет направлена на обеспечение сбалансированного и устойчивого развития генерации и транспортировки, а также повышение эффективности функционирования электроэнергетики.

Основными приоритетами в области электроэнергетики выступают:
 обеспечение энергетической безопасности по всей территории страны;
 полное удовлетворение внутреннего спроса на энергетические мощности;
 использование наиболее эффективных, экологически чистых и доступных технологий;

эффективная, гибкая и прозрачная система управления отраслью;
 создание условий для развития конкуренции на рынке и развития энергетических предприятий Казахстана;
 полная прозрачность и открытость на рынке электроэнергии;
 развитие местного содержания;
 выход на международные рынки.

Основными направлениями политики станут:

- реформирование рынка электроэнергии;
- усовершенствование системы регулирования тарифов на монопольные виды деятельности в электроэнергетике также позволит снизить себестоимость электроэнергии;

- улучшение инвестиционного климата путем создания эффективных механизмов долгосрочного инвестирования в отрасль;

- модернизация и строительство приоритетных энергообъектов, необходимых для обеспечения потребности внутреннего рынка и приемлемого уровня тарифов для промышленности с целью сохранения конкурентного преимущества казахстанских товаропроизводителей на внутреннем и внешнем рынках;

- принятие мер по повышению экологичности и эффективности работы производителей электроэнергии, а также мер по дальнейшему внедрению «умных» электросетей и систем хранения электроэнергии;

- в целях повышения энергоэффективности и снижения энергопотерь будет стимулировано внедрение интеллектуальных систем управления энергопотреблением, технологий энергосбережения как среди промышленности, так и среди населения;

- повышение доступности информации на рынке электрической энергии путем цифровизации на основе блокчейн-технологий,

Для успешной реализации политики по развитию электроэнергетики предстоит решить ряд задач, и прежде всего:

- переход к системе ценообразования на электроэнергию, обеспечивающего баланс интересов производителей и потребителей;

- обеспечение необходимых для балансирования спроса и предложения резервов, прежде всего, маневренной, генерирующей мощности и пропускной способности электрических сетей;

- внедрение модели агрегированного спроса, путем перехода на 100-процентную централизованную торговлю электроэнергией;

- ввод балансирующего рынка в режиме реального времени;

- замена устаревших технологий, являющихся причиной низкой энергоэффективности отрасли и большого объема загрязнения электростанциями окружающей среды;

- снижение уровня износа оборудования;

- развитие ВИЭ и создание условий для их интеграции в энергосистему;

- усиление связи между Северной, Южной и Западной энергозонами;

- повышение энергоэффективности и усиление мер по энергосбережению в отрасли;

- выделение Системного оператора в отдельную структуру;

- развитие цифровизации в отрасли;

- создание полноценной нормативно-правовой базы и нормативно-технической базы, учитывающей все необходимые аспекты по проблематике теплоснабжения, обеспечивающей повышение качества и увеличение срока службы тепловых сетей, оснащение систем теплоснабжения современной автоматикой и приборами учета тепловой энергии.

Раздел 5. Основные принципы и подходы развития

5.1 Основные принципы:

- 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;
- единство управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны;
- 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 проблем электроэнергетической отрасли, для стимулирования применения наилучших доступных техник и привлечения инвестиций.

5.2 Основными подходами развития отрасли по направлениям служат:

Задачей электроэнергетики является обеспечение потребностей социально-экономического развития Республики Казахстан. Период реализации настоящей Концепции разделен на два этапа: I этап – 2022-2025; II этап – 2026-2035. В первый этап должны быть завершены все запланированные меры по реформированию рынка электроэнергии, созданы все необходимые условия для реализации крупных инфраструктурных проектов. На втором этапе предполагается практическая реализация и завершение крупных проектов, в том числе концепции «Энергетические зоны ВИЭ», «Smart Grid» и «Smart Metering».

Подходами по решению основной задачи выступают следующие меры:

1. Реформирование существующей модели рынка электроэнергии путем перехода на модель рынка агрегированного спроса.

В секторе генерации электрической энергии должны быть обеспечены принципы полной конкуренции, основанные на отказе от двусторонних договоров и полный переход на централизованную торговлю электрической энергии.

Это позволит обеспечить:

- создание условий, необходимых для устойчивого функционирования и развития энергосистемы, и, прежде всего:
- создание условий для реально возможной конкуренции между энергопроизводителями;
- единую и средневзвешенную цену на электроэнергию для всех оптовых потребителей, и, соответственно, равные для них условия на рынке;
- 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 даже при олигополистической структуре 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;
- возможность путем учета в единой для всех оптовых потребителей цене на электроэнергию и без государственного финансирования предоставления субсидий по региональным, социальным или другим приоритетам Правительства по оплате электроэнергии;
- исключение «лишних» посредников при купле-продаже электроэнергии.
- развитие рыночных механизмов, стимулирование потребителей к активному участию (управление спросом), полная прозрачность и усиление роли потребителей на рынке.

2. 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). Данный шаг потребует внесения соответствующих изменений в законодательство, принятие новых правил, настройку необходимого программного обеспечения, определения расчетного центра балансирующего рынка, провайдеров баланса.

3. Выделение системного оператора в независимую структуры подконтрольную уполномоченному органу в области электроэнергетики.

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 создания в Казахстане независимого от АО «KEGOC» и других субъектов

электроэнергетики организации Системного оператора. В пользу такого решения говорит и запланированное IPO АО «KEGOC», которое, в случае его проведения без предварительной передачи функций Системного оператора независимой организации, может привести к тому, что на энергетическую независимость Казахстана, надежность функционирования его энергосистемы и конкурентные отношения смогут оказывать влияние юридические и физические лица, в том числе участники рынка или аффилированные с ними лица.

4. В среднесрочной перспективе рассмотрение вопроса создания Независимого отраслевого регулятора.

Продолжением реформы государственного управления в электроэнергетической отрасли послужит рассмотрение вопроса выделения Независимого отраслевого регулятора. В данном вопросе должны быть детально проанализированы варианты, предлагаемые экспертным сообществом, такие как наделение существующего государственного органа, входящего в состав Правительства, вопросами формирования и реализации всей тарифной политики в секторах производства, передачи и снабжения электрической и тепловой энергии или вариант создание отдельного, неподотчетного Правительству, органа. Принятие решения по данному вопросу требует взвешенного подхода и решение по нему может быть принято в среднесрочной или долгосрочной перспективе.

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 схему 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. Усиление электрических связей и переход на единый электросетевой комплекс.

Данная задача будет осуществляться путем модернизации и строительства электрических сетей в целях завершения формирования единой энергосистемы (ЕЭС) страны, повышения энергобезопасности страны и повышения транзитного потенциала ЕЭС РК за счет усиления электрических связей Южной и Западной зон, включая реализацию проектов:

- «Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана»;
- «Усиление электроэнергетической системы Южной зоны ЕЭС Казахстана»;
- «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС РК»;
- модернизация и расширение региональной электрической сети.

10. 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.

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 учета, для эффективного управления и балансирования 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».

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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.

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.

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 до 30% 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 общей установленной мощности	Обеспечение энергетической безопасности. Создание условий для беспрепятственной интеграции ВИЭ в ЕЭС.
4	Строительство электрических сетей, обеспечивающих усиление связи Северной, Южной и Западной зон до 2035 года	Завершение формирования единой энергосистемы (ЕЭС) страны, увеличение надежности передачи и распределения электрической энергии.
5	Сокращение рыночной концентрации на розничном рынке на 40% к 2035 году	Улучшение качества обслуживания потребителей и повышение прозрачности и публичности процессов тарифообразования в сфере энергетики
6	Снижение средней продолжительности отключений по системе (SAIDI) на 20% к 2035 году	Повышение надежности электроснабжения потребителей, сокращение недоотпуска электроэнергии и убытков для предпринимательства
7	Снижение средней частоты отключений по системе (SAIFI) на 25% к 2035 году	

8	Снижение уровня износа генерирующих мощностей до 40% к 2035 году	Сокращение разрывов между установленной и располагаемой мощностью, повышение эффективности производства и передачи электроэнергии
	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 45% к 2035 году	Сокращение перерывов в теплоснабжении потребителей и повышении эффективности передачи тепловой энергии
10	Снижение уровня потерь электрической энергии в электрических сетях на 25% к 2035 году	Повышение эффективности передачи электрической энергии
11	Снижение выбросов углекислого газа в электроэнергетике на 25% к 2035 году	Улучшение экологии в регионах Республики Казахстан, повышение конкурентоспособности отечественных товаропроизводителей
12	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
13	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
14	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

15	Сокращение дефицита профессиональных кадров на 20% к 2035 году	Повышение качества эксплуатации и обслуживания энергообъектов. Сокращение количества технологических нарушений.
16	Процентное соотношение затрат на обучение персонала к фонду оплаты труда не менее 0.5% к 2035 году	Повышение квалификации персонала энергопредприятий.
17	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	<i>Запуск балансирующего рынка электроэнергии в режиме реального времени</i>			
1.1	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
1.2	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
1.3	Разработка программного продукта по управлению балансирующим рынком	Программный продукт	2022	АО «KEGOC»
1.4	Запуск балансирующего рынка электроэнергии	Приказ	2023	МЭ, МНЭ, АО «KEGOC»
2	<i>Переход к модели агрегированного спроса</i>			
2.1	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
2.2	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
2.3	Наделение функциями администратор торговой платформы по агрегированному спросу АО «КОРЭМ»	Постановление Правительства	2023	МЭ, МНЭ, АЗРК
2.4	Разработка цифровой платформы с применением технологии блокчейн для проведения торгов на оптовом рынке	Программный продукт	2023	АО «КОРЭМ»
2.5	Запуск рынка агрегированного спроса	Приказ	2024	МЭ, МНЭ, АЗРК, АО «КОРЭМ»
3	<i>Отделение функций системного оператора от функций Национальной электрической сети</i>			

3.1	Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики	Приказ		МЭ, МНЭ, АЗРК
3.2	Определение организации в качестве независимого системного оператора	Приказ		МЭ, МНЭ, АЗРК
3.3	Выделение из АО «KEGOC» активов НДЦ СО, и передача независимому системному оператору	Акт приема-передачи		МЭ, МНЭ, АЗРК, АО «KEGOC»
4	Реформирование Совета рынка			
4.1	Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики	Проект Закона, приказы	2023	МЭ, МНЭ
4.2	Создание некоммерческой организации Совета рынка	Приказ	2023	МЭ, МНЭ
4.3	Формирование органов управления Советом рынка	Решения	2023	НПО Совет рынка
5	Создание отраслевого регулятора			
5.1	Рассмотрение вариантов определения Отраслевого регулятора	Протокол	2024	МЭ, МНЭ, АЗРК, энергопредприятия
5.2	Внесение изменений в нормативно-правовые акты в области электроэнергетики, естественных монополий	Проект Закона, приказы	2025	МЭ, МНЭ, АЗРК
5.2	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)
1	Модернизация существующих и строительство новых генерирующих мощностей			
1.1	Объем вводимых электрических мощностей путем реализации 13 инвестиционных соглашений с энергопроизводящими организациями	Акты ввода в эксплуатацию – 1 604 МВт	2025 год	МЭ, энергопредприятия РК
1.2	Объем вводимых электрических мощностей ПГУ (город Алматы, Алматинская, Туркестанская и Кызылординская области)	Акты ввода в эксплуатацию – 1 400 МВт	2025 год	МЭ, МИО, энергопредприятия РК
2	Строительство новых электрических мощностей ВИЭ – 4000 МВт			
2.1	Строительство 13 гидроэлектростанций	Акты ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, МИО, энергопредприятия РК
2.2	Строительство 34 ветровых электростанций	Акты ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, МИО, энергопредприятия РК
2.3	Строительство 12 солнечных станций	Акты ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, МИО, энергопредприятия РК
2.4	Строительство крупномасштабного проекта ВИЭ мощностью 1 ГВт	Акт ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, МИО, энергопредприятия РК
3	Строительство электрических сетей, обеспечивающих усиление связи Северной, Южной и Западной зон			
3.1	Строительство ВЛ 220 – 500 кВ между Западной зоной и ЕЭС РК для объединения Западной зоны с ЕЭС РК	Акт ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, АО «KEGOC» (по согласованию)

3.2	Строительство второй цепи транзита между Западно-Казахстанской, Атырауской и Мангистауской областями (220 кВ) для усиления связи электрической сети	Акты ввода в эксплуатацию – 779,4 км	2025 год	МЭ, АО «KEGOC» (по согласованию)
3.3	Усиление системообразующей электрической сети 500-220 кВ для повышения надежности электроснабжения потребителей Жамбылской, Туркестанской, Кызылординской и Алматинской областей	Акт ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, АО «KEGOC» (по согласованию)
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	<i>Создание системы Smart metering (Умный учет энергоресурсов), систем коммуникаций</i>			
2.1	Актуализация информации по оснащенности энергопередающих организаций информационными системами	Отчет	2023 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	2023 год	МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК
2.3	Внесение изменений в НПА по тарифообразованию в сфере электроэнергетики, учитывающей мотивацию для модернизации систем SCADA и АСКУЭ	НПА	2023 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	НПА	2024 год	МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК

	- Определение типа хранилища данных			
2.5	Реализация энергопредприятиями программы оснащения цифровыми датчиками и приборами учета электроэнергии	Акты ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, энергопредприятия РК
2.6	Создание DATA-центра АО «КОРЭМ» с обеспечением оборудования для сбора данных АСКУЭ и мониторингом данных SCADA.	Акт ввода в эксплуатацию	2025 год	МЭ, АО «КОРЭМ», 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	<i>Создание системы Smart Grid (Умные сети электроснабжения) в соответствии с согласованным перечнем</i>			
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	2023 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	2024 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	2025 год	МЭ, АО «КОРЭМ», энергопредприятия РК
4	<i>Создание и внедрение цифрового кабинета для потребителей электроэнергии</i>			
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
...				

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;

КОРЭМ – казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности;

МЭ – Министерство энергетики Республики Казахстан.