

О внесении изменений в постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 "Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года"

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 21 ноября 2022 года № 931. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 10 марта 2026 года № 154

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 10.03.2026 № 154.

Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Внести в постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 "Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года" следующие изменения:

заголовок изложить в следующей редакции:

"Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Утвердить прилагаемую Концепцию развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы (далее – Концепция).";

Концепцию развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, утвержденную указанным постановлением, изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему постановлению.

2. Центральным, местным исполнительным органам, государственным органам, непосредственно подчиненным и подотчетным Президенту Республики Казахстан (по согласованию), и иным организациям (по согласованию) принять меры по реализации Концепции.

3. Признать утратившим силу постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275 "Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года".

4. Настоящее постановление вводится в действие со дня его подписания.

*Премьер-Министр
Республики Казахстан*

А. Смаилов

Приложение
к постановлению Правительства
Республики Казахстан
от 21 ноября 2022 года № 931

Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы

Раздел 1. Паспорт

Наименование	Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы
Основание для разработки	Пункт 2.7 закрепления контроля исполнения поручений Президента Республики Казахстан от 5 сентября 2019 года № 19-01-7.32, Указ Президента Республики Казахстан от 26 февраля 2021 года № 521 "О внесении изменений в Указ Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года № 636 "Об утверждении Стратегического плана развития Республики Казахстан до 2025 года и признании утратившими силу некоторых указов Президента Республики Казахстан"
Государственный орган, ответственный за разработку Концепции	Министерство энергетики Республики Казахстан
Государственные органы, ответственные за реализацию Концепции	Министерство энергетики Республики Казахстан, Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан
Сроки реализации	2022 – 2026 годы

Раздел 2. Анализ текущей ситуации

2.1. Электроэнергетическая отрасль

Электроэнергетическая отрасль Республики Казахстан является основой жизнеобеспечения страны, функционирования и развития экономики.

Отрасль включает основные сферы электроэнергетики и теплоэнергетики.

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

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

Северная зона является основной зоной, где сосредоточено наибольшее количество генерирующих мощностей республики в объеме 16079 мегаватт (в

2021 году потребление составило 73,8 миллиарда киловатт-часов), и обеспечивает электроэнергией также и Южную зону.

Южная зона располагает мощностями генерации в объеме 4316 мегаватт (в 2021 году потребление составило 25,4 миллиарда киловатт-часов), а также наибольшим количеством объектов возобновляемой энергетики (70 объектов мощностью 990 мегаватт).

Западная зона располагает источниками генерации на газе мощностью 3561 мегаватт (в 2021 году потребление составило 14,5 миллиарда киловатт-часов), однако функционирует изолированно от объединенных общими сетями Северной и Южной зон и не позволяет работать в единой системе ЕЭС РК.

В разрезе зон ЕЭС РК рост потребления в 2021 году зафиксирован в Южной зоне на 2,2 миллиарда киловатт-часов или 9,5 %, в Северной зоне на 3,3 миллиарда киловатт-часов или 4,7 % и Западной зоне на 1 миллиард киловатт-часов или 7,5 %.

В связи с растущей потребностью экономики страны и регионов необходимо обеспечить бесперебойное электроснабжение по сетям ЕЭС РК.

Вместе с тем, в Южной зоне отмечается слабая связь энергоузлов Кызылординской, Туркестанской и Жамбылской областей с ЕЭС РК, которая негативно влияет на снабжение южных регионов.

Теплоэнергетика функционирует как локальный рынок тепловой энергии каждого отдельного региона, представляющий собой систему централизованного теплоснабжения на базе теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) и (или) районных котельных, а также за счет автономных систем отопления. Связующую роль в системе централизованного теплоснабжения осуществляют тепловые сети.

В рамках стратегического развития отрасли наблюдается отсутствие согласованности и последовательности в развитии региональных систем электро- и теплоснабжения.

Производство электроэнергии

Производство электроэнергии в Казахстане на 1 января 2022 года осуществляет порядка 190 электрических станций национального, промышленного и регионального значения.

Общая располагаемая мощность электростанций Казахстана составляет 19004 мегаватт, с пиком нагрузки 15826 мегаватт в 2021 году.

В 2021 году с неконтролируемым развитием майнинговой деятельности отрасль столкнулась с недостаточностью мощностей ЕЭС РК в объеме 463 мегаватт, которая была покрыта за счет электроэнергии из Российской Федерации (далее – Россия), что послужило принятию системных мер по регулированию деятельности компаний, осуществляющих майнинг.

В 2021 году потребление электроэнергии в Казахстане по сравнению с 2020 годом увеличилось на 6,1 % и составило 113,9 миллиарда киловатт-часов (2019 год – 105,1 миллиарда киловатт-часов, 2020 год – 107,3 миллиарда киловатт-часов).

Вместе с тем, прогнозируется дефицит мощности электроэнергии в 2022 году в объеме 894 мегаватт, 2023 году – 1016 мегаватт, 2024 году – 1048 мегаватт, 2025 году – 983 мегаватт, в 2026 году – 1059 мегаватт.

Доля вырабатываемой генерирующими источниками электроэнергии по видам топлива распределена следующим образом: на угле – 69 %, газе – 20 %, гидроэлектростанциях (далее – ГЭС) (без малых ГЭС) – 7,4 %, возобновляемых источниках энергии (далее – ВИЭ) (солнечные электростанции (далее – СЭС), ветровые электростанции (далее – ВЭС), малые ГЭС, биоэлектростанции (далее – БиоЭС) – 3,6 %.

На сегодня износ основного оборудования электростанций составляет 57 %, при этом имеются случаи достижения показателя до 85 – 88 % (Уральская, Кентауская ТЭЦ).

В целом сектор производства характеризуется высоким износом, что негативно влияет на стабильность работы всей энергосистемы страны и надежность электро-, теплоснабжения населенных пунктов.

Вместе с тем, в рамках внедренного в 2019 году рынка мощности в сектор генерации с 2019 по 2021 годы были привлечены инвестиции в размере 152,8 миллиарда тенге.

При этом необходимо отметить, что с учетом действующих лимитов на возврат вкладываемых средств объемы инвестирования в модернизацию и ремонт мощностей показали свою недостаточность для сдерживания негативной динамики износа мощностей.

Кроме того, активный ввод объектов возобновляемой энергетики (за период 2010 – 2021 годы введено 114 объектов ВИЭ общей мощностью 1 867 мегаватт) сопровождается недостаточностью развития регулировочных электрических мощностей, так как работа ВИЭ относится к нестабильным источникам генерации и требует поддержки маневренными мощностями.

Передача электроэнергии

Роль системообразующей сети в ЕЭС РК выполняет национальная электрическая сеть (далее – НЭС), которая обеспечивает электрические связи между регионами республики и энергосистемами сопредельных государств (России, Кыргызской Республики (далее – Кыргызстан) и Республики Узбекистан (далее – Узбекистан).

В состав НЭС входит 323 линии электропередачи напряжением 35 – 1150 киловольт, общая протяженность которых по цепям составляет 26,8 тысяч

километра, на балансе находится 80 электрических подстанций напряжением 35 – 1150 киловольт.

Управление НЭС осуществляет акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями".

На региональном уровне передачу электроэнергии осуществляют 19 региональных энергетических компаний и 126 малых компаний, передающих электроэнергию по электрическим сетям 0,4 – 220 киловольт до розничных (конечных) потребителей.

Присутствие на региональном уровне большого количества частных мелких игроков оказывает значительное влияние на рост конечной цены для потребителей.

Кроме того, средний уровень износа электрических сетей Казахстана составляет 66 % и характеризуется значительными потерями электрической энергии при транспортировке (11 %), особенно в региональных сетях. Наибольший уровень износа в Костанайской области – 85,3 %, наименьший в городе Астане – 29,5 %.

Электрические сети Западного Казахстана остаются изолированными от ЕЭС РК и системообразующая сеть Западной зоны полностью загружена, в связи с чем наблюдается недостаточная пропускная способность транзитных потоков.

Электроснабжение и рынок электрической энергии

Сектор снабжения электрической энергией представлен энергопередающими (далее – ЭПО) и энергоснабжающими организациями (далее – ЭСО).

ЭСО осуществляют покупку электрической энергии у ЭПО и последующую продажу розничным потребителям. Часть ЭСО выполняет функции "гарантирующих поставщиков" электроэнергии.

Сектор электроснабжения характеризуется большим количеством ЭСО (более 120) и неконтролируемой их деятельностью. Несмотря на присутствие такого количества ЭСО на рынке, отмечается отсутствие конкуренции среди ЭСО и возможности у потребителей в их выборе.

Рынок электрической энергии разделяет деятельность на оптовую и розничную. В структуру оптового рынка электрической энергии входят рынок децентрализованной купли-продажи, рынок централизованной торговли, балансирующий рынок, рынок электрической мощности, рынок системных и вспомогательных услуг.

Вместе с тем, большая часть производства и оптовой реализации осуществляется небольшим количеством предприятий – 6 основными игроками с долей рынка более 75 %, оставшаяся доля рынка (около 24 %) приходится на собственников, владеющих более 30 ЭПО, из которых почти половина приходится на государственную и коммунальную собственность.

Таким образом, наблюдается формальность создания конкурентного рынка, одной из причин которому послужило установление с 2019 года индивидуального ценового регулирования для ЭПО с практической минимизацией конкурентных условий.

На сегодня некоторые ЭПО, имеющие низкие тарифы, ограничивают доступ потребителей к своей электроэнергии, реализовывая их через аффилированные ЭСО.

Поэтому 97 % всей электроэнергии реализуется в рамках двусторонних договоров между субъектами рынка, что создает ограничения доступа потребителей к электроэнергии. Таким образом, другие ЭСО и потребители вынужденно покупают электроэнергию у источников с более дорогими тарифами.

Производство тепловой энергии

В секторе производства тепловой энергии функционирует 37 ТЭЦ, в том числе 15 находится в государственной собственности (города Семей, Костанай, Кентау, Уральск, Аркалык, Шахтинск, Астана, Кызылорда, Тараз, Актау, Алматы), и порядка 2500 котельных разной мощности.

Общая располагаемая мощность тепловых источников Казахстана на 1 января 2021 года составляет 37566,7 гигакалорий в час.

При этом тепловые источники, использующие уголь в виде топлива, составляют основную долю – 80 % (природный газ – 15 %, мазут – 5 %).

Производство тепловой энергии в 2021 году по Казахстану составило 93 миллиона гигакалорий в час (2019 год – 90 миллионов гигакалорий в час, 2020 год – 91,2 миллиона гигакалорий в час).

По состоянию на 1 января 2022 года средний износ оборудования ТЭЦ составляет 66 % (2019 год – 62 %, 2020 год – 64 %). При этом в некоторых городах этот показатель превышает 80 %.

Из общего количества ТЭЦ с возрастом более 50 лет – 76 %, более 30 лет – 24 %. Средний возраст ТЭЦ составляет 61 год.

Количество аварийных остановок за 2021 год увеличилось на 22 % по сравнению с 2020 годом, а их продолжительность – на 16 %.

Для обеспечения энергетической безопасности остро стоят вопросы модернизации, реконструкции, замены физически и морально устаревшего оборудования.

Передача и снабжение тепловой энергией

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

Сектор теплоснабжения характеризуется от производства до потребления тепловой энергией низким коэффициентом полезного действия (в среднем 75 % для котлов, 58 % – для всей системы), высокими выбросами и потерями тепла (18 – 42 % на этапе транспортировки и распределения тепла).

С активным ростом развития экономики, населения городов, а также вводом новых объектов нарастает проблема дефицита тепловой энергии в большинстве регионов, в том числе в городах Семей, Таразе, Павлодаре, Астане.

Основное количество теплоэнергетических организаций находится на балансе местных исполнительных органов и вследствие недостаточности тарифных средств даже на топливо предусмотрена возможность выделения субсидий из республиканского бюджета в целях обеспечения безопасного прохождения отопительного сезона.

Однако на местах существует проблема с отсутствием полной и достоверной информации о техническом состоянии и производительности централизованных систем автономного теплоснабжения, что не позволяет оценить состояние отрасли для качественного планирования и развития.

Кроме того, рынок характеризуется низкими тарифами на тепловую энергию, низкой инвестиционной привлекательностью, отсутствием квалифицированных кадров.

Таким образом, существуют институциональные проблемы, связанные с наличием правовых пробелов, в том числе отсутствие отраслевого законодательства, регулирующего отношения в сфере теплоэнергетики, а также вопросы теплоэнергетического контроля, которые на сегодня отнесены к компетенции местных исполнительных органов и фактически не исполняются.

Возобновляемые источники энергии

Возобновляемая энергетика является динамично развивающейся отраслью страны. Благодаря проводимой политике по стимулированию развития ВИЭ, количество реализованных проектов ВИЭ за период 2014 – 2021 годы увеличилось в 5 раз: с 26 до 134 объектов ВИЭ.

На 1 января 2022 года общая установленная мощность ВИЭ составила 2010 мегаватт, в том числе:

- 40 объектов ВЭС – 684 мегаватт;
- 49 объектов СЭС – 1 038 мегаватт;
- 40 объектов ГЭС – 280 мегаватт;
- 5 объектов БиоЭС – 8 мегаватт.

По итогам 2021 года доля ВИЭ в общем объеме выработки электроэнергии страны составила 3,6 % (2019 год – 2,3 %, 2020 год – 3,05 %).

Важнейшими мерами поддержки государством использования ВИЭ являются продолжительный срок приобретения электроэнергии, заключаемый с единым

закупщиком электроэнергии, – товариществом с ограниченной ответственностью "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников", а также ежегодная индексация тарифов.

Механизмом реализации проектов ВИЭ являются аукционные международные торги. Так, по итогам аукционных торгов за 2018 – 2021 годы заключены контракты с 60 компаниями на 15 – 20 лет на суммарную мощность 1209 мегаватт.

Вместе с тем, ввиду нестабильного характера выработки электроэнергии объектами ВИЭ их развитие сопровождается большими рисками негативного влияния на стабильность работы энергосистемы страны в целом.

Малая автономная и распределенная генерация ВИЭ

Одним из направлений развития ВИЭ является использование маломасштабных объектов ВИЭ домохозяйствами, малым и средним предпринимательством, в том числе для решения вопросов электроснабжения удаленных населенных пунктов от электросетевой инфраструктуры.

Законодательством предусмотрено предоставление адресной помощи в размере 50 % от стоимости установок по использованию ВИЭ мощностью не более 5 киловатт, а также норма, позволяющая владельцам объектов ВИЭ мощностью до 100 киловатт, продавать излишки от собственного потребления произведенной электроэнергии в сеть.

При этом уровень использования маломасштабных проектов ВИЭ в отдельных районах, домашних и фермерских хозяйствах достаточно низкий, что связано с недостаточной осведомленностью населения и малого и среднего бизнеса (далее – МСБ) в регионах.

Проблемы в электроэнергетической отрасли

отсутствие долгосрочных планов развития систем электро- и теплоснабжения регионов;

высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования энергопроизводящих организаций;

высокий уровень аварийности вследствие высокого износа электрических сетей;

изолированная работа Западной зоны ЕЭС;

влияние на конечный тариф на электроэнергию большого количества энергопередающих организаций;

ограниченные возможности розничных потребителей по реализации права на самостоятельный выбор поставщика электроэнергии;

низкий уровень конкуренции между субъектами рынка;

острый дефицит маневренных генерирующих мощностей;

негативное влияние на стабильность энергосистемы страны растущего объема электроэнергии ВИЭ;

слабая осведомленность населения и субъектов предпринимательства по действующим преференциям по использованию маломасштабных проектов ВИЭ в регионах.

Проблемы в секторе теплоснабжения

отсутствие систем мониторинга состояния объектов производства и передачи тепловой энергии;

отсутствие инвестиционной привлекательности в связи с убыточностью отрасли;

отсутствие необходимых полномочий государственного органа для осуществления контрольных функций в области теплоэнергетики;

отсутствие отраслевого законодательства;

отсутствие нормативно-правовой и нормативно-технической баз, позволяющих сформировать эффективную государственную политику в сфере теплоснабжения, урегулировать взаимоотношения субъектов рынка централизованного теплоснабжения;

нарастающий дефицит тепловой энергии;

недостаточный уровень оснащенности автоматикой и приборами учета тепловой энергии и теплоносителей на тепловых пунктах потребителей;

высокий уровень износа тепловых сетей;

преобладание открытой системы подключения потребителей горячего водоснабжения.

2.2. Атомная промышленность и энергетика

Атомная промышленность

Атомная промышленность является одной из динамично развивающихся отраслей экономики Казахстана. За годы независимости объем добычи вырос более чем в 27 раз: с 796 тонн в 1997 году до 21,8 тысячи тонн в 2021 году.

Страна располагает вторыми по величине (14 % мировых запасов) достоверно подтвержденными разведанными запасами урана в мире, из которых 67 % пригодны для добычи самым низкзатратным методом подземного скважинного выщелачивания.

В Казахстане из 56 разведанных месторождений с балансовыми запасами урана 14 месторождений эксплуатируются, 42 месторождения находятся в резерве.

Национальным оператором по экспорту и импорту урана, ядерного топлива для атомных электростанций (далее – АЭС) является акционерное общество "Национальная атомная компания "Казатомпром".

За период 2019 – 2021 годы с учетом мировой конъюнктуры цен на уран наблюдается снижение объемов его добычи в Казахстане. Так, по сравнению с 2019 годом в 2021 году снижение объемов добычи урана составило порядка 10 % (2019 год – 22,7 тысячи тонн, 2020 год – 19,5 тысячи тонн, 2021 год – 21,8 тысячи тонн).

Вся продукция природного урана, добываемая в стране, отправляется на экспорт и является базовым компонентом для ядерного топлива любой комплектации для всех мировых АЭС.

Рынки сбыта казахстанской урановой продукции охватывают западные и азиатские рынки, в том числе Китайскую Народную Республику (далее – Китай) и Россию.

Основным транспортным маршрутом является порт города Санкт-Петербурга, а также незначительная часть транспортируется через Транскаспийский международный транспортный маршрут.

Республика имеет доступ к услугам по изотопному обогащению урана в объеме до 2,5 миллиона единиц разделительной работы в год (в России).

С целью диверсификации и развития производств урановой продукции, которые обеспечивают дополнительную добавленную стоимость выпускаемой продукции в 2021 году, введен в эксплуатацию завод по производству тепловыделяющих сборок для атомных электростанций Китая.

Вместе с тем в республике не развит конверсионный передел, являющийся одним из звеньев ядерного топливного цикла (далее – ЯТЦ).

Атомная энергетика

На сегодня в Казахстане имеются все объективные предпосылки для создания и развития атомной энергетике, а именно наличие следующих возможностей:

значительное количество разведанных запасов урана;

динамично развивающаяся атомная (уранодобывающая и ураноперерабатывающая) промышленность;

развитие атомной науки;

развитие сферы ядерной медицины.

С учетом последних трендов в мировой атомной энергетике, поставленных задач по достижению углеродной нейтральности к 2060 году и необходимости диверсификации электроэнергетической генерации проводятся исследования по возможности развития атомной энергетике в Республике Казахстан.

Имеются следующие основные факторы для необходимости рассмотрения вопроса развития атомной энергетике:

отказ международных финансовых институтов в инвестирование строительства угольных электростанций;

ограниченные ресурсы газа не позволяют масштабный ввод газовой генерации;

объекты ВИЭ не способны выступать в качестве стабильного и базового источника генерации.

В условиях текущего уровня развития технологий, применяемых в энергетическом секторе, строительство АЭС является наиболее перспективным альтернативным решением в диверсификации электрогенерирующих мощностей и достижении углеродной нейтральности экономики.

Вопросы развития АЭС необходимо решать с учетом общественного мнения. В 2021 году по результатам исследований общественного мнения граждан около половины опрошенных респондентов выражают обеспокоенность по поводу строительства АЭС, что обусловлено исторической памятью (испытания ядерного оружия на Семипалатинском испытательном ядерном полигоне) и произошедшими авариями на АЭС Фукусимы и Чернобыля.

В целях повышения уровня осведомленности и формирования положительного мнения и доверия гражданского общества к развитию атомной энергетики имеется необходимость усиления информационной разъяснительной работы со стороны государства, экспертного и научного сообщества.

Также остро стоит вопрос подготовки квалифицированных кадров нового поколения и переквалификации имеющихся кадров для эксплуатации АЭС.

Проблемы в атомной отрасли

риск истощения эксплуатируемых месторождений;

слабая диверсификация транспортных маршрутов;

незавершенная стадия ЯТЦ;

присутствие радиофобии у населения страны и недоверие к атомной энергетике;

отсутствие квалифицированных кадров для эксплуатации АЭС.

2.3. Угольная промышленность

Угольная промышленность является одной из важнейших ресурсных отраслей Республики Казахстан. По запасам угля Казахстан входит в десятку стран-лидеров. Более 90 % разведанных запасов угля сосредоточено на севере и в центральной части Казахстана.

Казахстан обладает значительными запасами угля для обеспечения энергетической отрасли топливом. Балансовые запасы угля позволяют полностью обеспечить внутренние потребности и экспортировать значительные объемы угольной продукции.

В отрасли работает порядка 30 частных угледобывающих компаний. Рынок энергетического угля в Казахстане относительно фрагментирован крупнейшим

игроком, обеспечивающим 40 % добычи энергетического угля, которым является компания "Богатырь Комир", вторым по объему добычи являются компании в составе "EurasianResourcesGroup" (разрез "Восточный"), далее идут "Казахмыс", "Ангренсор-Энерго" и прочие.

Согласно официальной статистике за 2021 год добыто 111,7 миллиона тонн угля (без учета угольного концентрата), что составляет 102 % по сравнению с 2020 годом (2019 год – 110,7 миллиона тонн, 2020 год – 107,2 миллиона тонн).

Сегодня угольная отрасль республики обеспечивает выработку в Казахстане порядка 69 % электроэнергии, 100 % загрузку коксохимического производства, полностью удовлетворяет потребности в топливе коммунально-бытового сектора и населения.

Дальнейшие перспективы развития угольной промышленности напрямую зависят от политики перехода к углеродной нейтральности, что требует пересмотра действующих правовых, нормативных и технических документов и разработку новых стандартов, гармонизированных с современными международными стандартами.

Проблемы в угольной промышленности

мировые тенденции по переходу к "зеленой экономике", которые влияют на объемы потребления угля;

неполное соответствие продукции международным стандартам и нормам, гарантиям качества, применяемым на международных рынках.

2.4. Нефтяная промышленность

Нефтегазовая промышленность остается одним из основных драйверов развития экономики страны, обеспечивает значительную часть налоговых поступлений в бюджет страны и формирует 1/4 валового внутреннего продукта.

64 % общей экспортной выручки страны приходится на объемы поступления от экспорта углеводородного сырья.

Объемы запасов нефти и конденсата республики как на суше, так и на море, составляют порядка 2 % от мировых запасов, что позволяет Казахстану занимать по данному показателю 12 место в мире.

Добыча нефти

В Казахстане в настоящее время разрабатывается 295 месторождений 104 нефтегазодобывающими предприятиями.

Добыча углеводородов на трех крупных месторождениях страны – Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане составляет 60 % от общей добычи по стране.

Большинство других месторождений, обеспечивающих до 40 % объема добычи нефти, находятся на 3-ей и 4-ой стадиях разработки с постепенным снижением уровня добычи нефти.

Одной из основных причин падения уровня добычи нефти, помимо естественного истощения основного фонда нефтяных месторождений страны, является недостаточное инвестирование в капитальные затраты и геологоразведку.

Так, инвестиции недропользователей в геологоразведочные работы в 2019 году составляли 140,4 миллиарда тенге, в 2020 году снизились до 99,5 миллиарда тенге, в 2021 году составили 79,2 миллиарда тенге. Таким образом, наблюдается отрицательная динамика инвестиций в дальнейшее развитие и повышение эффективности разработки месторождения.

Среднее значение текущего коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) в целом по всем месторождениям республики составляет около 0,152, тогда как анализ мировой практики применения методов извлечения нефти говорит о возможности достичь по данному коэффициенту значения около 0,357.

В целом нефтедобывающая отрасль страны характеризуется высокой степенью истощения действующих месторождений, завершением эры легкой нефти и усложнением разработки потенциально новых участков недр, таких как морские и сложные месторождения на суше.

Транспортировка нефти

Развитие нефтетранспортной инфраструктуры и обеспечение стабильности поставок нефтяного сырья на внутренний рынок напрямую связано с вопросами энергетической безопасности страны.

Действующая система транспортировки страны обеспечивает транспортировку нефти на отечественные нефтеперерабатывающие заводы, экспорт, а также имеет транзитные возможности.

Порядка 80 % добываемой нефти в Казахстане отгружается на экспорт. По итогам 2021 года экспорт нефти составил 67,6 миллиона тонн (2019 год – 72,2 миллиона тонн, 2020 год – 68,6 миллиона тонн).

Экспорт казахстанской нефти производится по нефтепроводам Каспийского трубопроводного консорциума (далее – КТК), Атырау – Самара – в страны Европы, на терминалы Черного и Балтийского морей, по Казахстанско-Китайскому трубопроводу – на китайский рынок, а также через морской порт Актау.

На сегодня КТК остается основным экспортным маршрутом казахстанской нефти, по которому транспортируется порядка 80 % всей экспортной нефти, что влечет за собой зависимость от одного направления.

Несмотря на разветвленность нефтетранспортной инфраструктуры страны, имеются сложности по увеличению объемов прокачки нефти на внутренний рынок ввиду наличия ограничений пропускной способности некоторых участков трубопроводов.

Так, по участкам Атырау – Кенкияк, Кенкияк – Кумколь не обеспечивается достаточная пропускная способность для увеличения объемов поставок нефти западных месторождений на Шымкентский и Павлодарский нефтеперерабатывающие заводы, а также расширения возможностей экспорта в направлении Китая.

Нефтепереработка, производство и потребление нефтепродуктов

Основной задачей нефтеперерабатывающей промышленности страны является обеспечение роста экономики и потребностей внутреннего рынка в горюче-смазочных материалах высокого качества (стандарты К4, К5).

Данную задачу выполняют 3 отечественных нефтеперерабатывающих завода (далее – НПЗ) (производство нефтепродуктов) и товарищество с ограниченной ответственностью "СП "Caspi Vitum" (производство битума) с общим объемом производства до 18 миллионов тонн в год на внутренний рынок.

Кроме того, на рынке присутствуют другие участники – производители битума (2 завода на сырье российский гудрон) и порядка 30 мини-НПЗ (продукция которых не отвечает качеству К4, К5), деятельность которых подвержена различным факторам и отличается нестабильностью.

Внутренний рынок страны формируется исходя из потребностей в основных видах нефтепродуктов. Так, в структуре потребления светлых нефтепродуктов основную долю составляет дизельное топливо – около 50 %, автомобильный бензин – около 44 % и авиационное топливо – 6 %.

Производство светлых видов нефтепродуктов в соотношении с объемами потребления на внутреннем рынке следующее:

автобензинов (АИ 92, 95, 98) в 2021 году произведено 4,813 миллиона тонн, при потреблении – 4,817 миллиона тонн (2019 год – 4,55 миллиона тонн, 2020 год – 4,5 миллиона тонн);

дизельного топлива в 2021 году произведено 4,870 миллиона тонн, при потреблении – 5,348 миллиона тонн (2019 год – 4,81 миллиона тонн, 2020 год – 4,6 миллиона тонн);

авиатоплива в 2021 году произведено 0,587 миллиона тонн, при потреблении – 0,655 миллиона тонн (2019 год – 0,625 миллиона тонн, 2020 год – 0,4 миллиона тонн).

Таким образом, отмечается сезонный спрос на казахстанское дизельное топливо из-за увеличения потребления (осенне-полевые сельскохозяйственные, дорожно-строительные работы, международные транзитные перевозки) и перетоков в приграничные регионы вследствие диспаритета цен между Казахстаном с соседними странами.

Несмотря на рост производства основных видов нефтепродуктов, ежегодно импортируется порядка 500 тысяч тонн дизельного топлива и 100 тысяч тонн авиатоплива.

Основными причинами необходимости импортирования нефтепродуктов являются диспаритет цен на нефтепродукты с соседними странами, увеличивающийся объем транзитных грузопотоков, а также увеличение фактов неконтролируемых перетоков отечественных нефтепродуктов (бензины и дизельное топливо) в приграничные страны.

Так, розничные цены отечественных нефтепродуктов в 1,5 – 2 раза дешевле розничных цен приграничных стран (Россия, Кыргызстан и Узбекистан).

Нефтеперерабатывающая отрасль имеет социальную нагрузку по обеспечению сельхозтоваропроизводителей удешевленным дизельным топливом в полном объеме, что составляет порядка 1/3 части от производства дизельного топлива в весенне-осенний периоды. В данные периоды на внутреннем рынке наблюдается систематический дефицит дизельного топлива.

Поставки и распределение объемов удешевленного дизельного топлива в регионы на сегодня не прозрачны, отсутствуют достоверные данные по адресности доставок в регионы для эффективного регулирования и предупреждения его дефицита.

Далее в 2018 году была завершена модернизация трех казахстанских НПЗ, которая позволила увеличить глубину переработки, объемы производства и улучшить качество в соответствии с техническим регламентом Таможенного союза.

Вместе с тем, в период 2020 – 2021 годы зафиксировано порядка 400 фактов внепланового простоя всех трех НПЗ из-за аварийных ситуаций, недостаточности мер по техническому обслуживанию и надзору оборудования.

Основной причиной послужило недофинансирование заводами на системной основе мер по техническому обслуживанию и надзору оборудования.

При этом анализ выявил проблемы в действующей системе поставок нефти на НПЗ, производства и распределения нефтепродуктов, в которой основными получателями выгод являются давальцы нефти (поставка нефти и отгрузка нефтепродуктов).

Деятельность НПЗ сосредоточена только на услугах переработки, так называемой процессинговой схеме, которая не позволяет НПЗ получать доходы от производства нефтепродуктов.

Соответственно процессинговая схема работы НПЗ не направлена на улучшение деятельности заводов, повышение рентабельности и в целом на возможность инвестирования в техническое развитие и внедрение высокотехнологичных решений.

Отход от неэффективной процессинговой схемы в нефтепереработке позволит расширить сырьевую базу для загрузки НПЗ и пересмотреть действующую систему, которая сегодня осуществляется только за счет "зрелых" месторождений с высокой себестоимостью добычи нефти.

Кроме того, на сегодня объем производства битума на рынке полностью покрывает внутреннюю потребность (производство 1174 тысячи тонн, потребность – 1101 тысяча тонн).

Вместе с тем выборка с заводов битума имеет сезонный характер, в зимне-весенний периоды заявки на производство битума минимальные, а повышенный спрос на битум в летний период времени во время проведения дорожно-строительных работ приводит к его дефициту.

Проблемы в добыче нефти

низкие цены на нефть на внутреннем рынке по сравнению с экспортной ценой;

рост нагрузки по поставкам нефти на внутренний рынок для "зрелых" месторождений;

отсутствие механизма налогового стимулирования повышения КИН на "зрелых" месторождениях с большими объемами остаточных извлекаемых запасов;

отсутствие стимулирования разработки освоения морских и сложных месторождений на суше.

Проблемы в транспортировке нефти

недостаточная пропускная способность на некоторых участках нефтепроводов для поддержания равномерной нагрузки по поставкам нефти на внутренний рынок для недропользователей и на экспорт;

отсутствие диверсификации экспортных маршрутов транспортировки нефти.

Проблемы в переработке нефти

дисбаланс цен на нефтепродукты с соседними странами;

неконтролируемые перетоки нефтепродуктов;

сезонные дефициты нефтепродуктов;

рост внеплановых простоев НПЗ;

неэффективность процессинговой схемы переработки нефти;

недостаточность финансовых средств НПЗ в техническое обслуживание и развитие;

отсутствие учета оборота нефтепродуктов на нефтебазах.

2.5. Газовая промышленность

Роль газовой отрасли в экономике страны активно растет за счет проектов масштабной газификации, перехода экономики на низкоуглеродное развитие,

увеличение количества автотранспорта и промышленных предприятий, использующих газ в качестве сырья и энергии.

По состоянию на 1 января 2021 года в Республике Казахстан государственным балансом запасов учтено 3,8 триллиона кубических метров газа

По добыче газа Казахстан занимает 4 место среди стран Содружества Независимых Государств (после России, Республики Туркменистан (далее – Туркменистан) и Республики Азербайджан) и 16 место в мире.

Около 98 % всех разведанных запасов газа сосредоточено на западе Казахстана (3,3 триллиона кубических метров), при этом более 87 % в крупных нефтегазовых (Тенгиз, Кашаган, Королевское, Жанажол) и нефтегазоконденсатных (Карачаганак, Имашевское) месторождениях.

Добыча газа

Газ в Казахстане в основном является попутным нефтяным, то есть добывается вместе с нефтью, поэтому объем добычи газа напрямую зависит от объема добычи нефти.

Добыча попутного газа на трех крупных месторождениях страны – Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане составляет 81 % от общей добычи по стране.

В период с 2019 по 2021 годы валовая добыча природного газа (включая объемы обратной закачки в пласт) составляла в 2019 году 56,4 миллиарда кубических метров, 2020 году 55,1 миллиарда кубических метров, 2021 году 53,8 миллиарда кубических метров. Наблюдаемое ежегодное снижение добычи на 5 % обусловлено снижением добычи нефти (2019 год – 90,5 миллиона тонн, 2020 год – 85,65 миллиона тонн, 2021 год – 85,88 миллиона тонн).

Как было указано в разделе "Нефтяная промышленность" на других нефтегазовых месторождениях Казахстана (кроме 3-х крупных месторождений) наблюдается постепенное снижение уровня добычи нефти, обусловленное естественным истощением и недостаточным инвестированием в капитальные затраты и геологоразведку.

Также недропользователи не заинтересованы в увеличении добычи сырого газа и подготовке товарного газа по причине низкой цены закупаемого газа у недропользователей, что приводит к закачиванию добываемого газа обратно в пласт (от 25 до 35,7 %).

Вместе с тем газовая отрасль характеризуется благоприятным потенциалом разведки и необходимо создавать условия для развития ресурсной базы газа.

Рынок товарного газа

В целях обеспечения энергетической безопасности и удовлетворения внутренних потребностей в товарном газе используется механизм преимущественного права на приобретение сырого и товарного газов у

недропользователей через национального оператора в сфере газа и газоснабжения – акционерное общество "Национальная компания "QazaqGaz" (далее – национальный оператор).

Товарный газ приобретается национальным оператором и поставляется на внутренний рынок и экспорт. При этом национальный оператор субсидирует цены на внутреннем рынке за счет прибыли от экспорта.

На внутренний рынок товарный газ поставляется по доступной цене и с применением механизмов сдерживания роста цен (приобретение и поставка товарного газа по цене ниже себестоимости, ограничение роста тарифов не более 15 % в год).

Сравнительно низкие цены на внутреннем рынке стимулируют активный рост его потребления. Так, за период 2019 – 2021 годы объем потребления товарного газа вырос на 14 % (2019 год – 16,3 миллиарда кубических метров, 2020 год – 17 миллиардов кубических метров, 2021 год – 18,6 миллиарда кубических метров). При этом отмечается ежегодный тренд роста потребления на 5 %.

Вместе с тем, отмечается ежегодное снижение объемов производства товарного газа на 4 %. Так, за указанный период снижение производства товарного газа составило 11 %: 2019 год – 33,1 миллиарда кубических метров, 2020 год – 30,5 миллиарда кубических метров, 2021 год – 29,4 миллиарда кубических метров.

Учитывая приоритет поставок газа на внутренний рынок, объемы экспорта товарного газа за 3-х летний период сократились в 2 раза (2019 год – 13,8 миллиарда кубических метров, 2020 год – 10,7 миллиарда кубических метров, 2021 год – 7,2 миллиарда кубических метров).

Снижение доходов от экспорта соответственно влияет на возможности субсидирования низкой цены внутреннего рынка.

Таким образом, эффект доходов от экспорта (источник субсидирования) имеет временный характер и дальнейшее сдерживание цен на внутреннем рынке несет риски спада развития газовой отрасли.

Согласно ежегодной динамике роста внутреннего потребления и снижения объемов производства уже к 2025 году имеются риски возникновения дефицита товарного газа.

Газотранспортная система

На сегодня газотранспортная система Казахстана имеет разветвленную инфраструктуру протяженностью более 19 тысяч километров с пропускной мощностью до 85 миллиардов кубических метров газа в год, обеспечивающую прокачку газа для населения западного, южного и центрального регионов страны, а также обладает перспективным транзитным потенциалом для транспортировки газа с Узбекистана и Туркменистана (для России и Китая).

Газотранспортная система представляет собой единую газотранспортную систему с основным магистральным газопроводом "Казахстан – Китай", соединяющим крупнейшие газовые магистрали, включая магистральные газопроводы "Средняя Азия – Центр", "Бухара – Урал", "Сарыарка", "Газли – Шымкент", "Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы", что позволяет эффективно управлять потоками газа.

По итогам 2021 года международный транзит газа составил 79,3 миллиарда кубических метров (2019 год – 78,5 миллиарда кубических метров, 2020 год – 62,7 миллиарда кубических метров), в том числе транзит среднеазиатского газа – 48,5 миллиарда кубических метров, российского – 30,8 миллиарда кубических метров. Мощности газотранспортной системы на сегодня загружены на 93 %.

Благодаря развитой газотранспортной системе, обеспечивается газификация населения согласно Генеральной схеме газификации Республики Казахстан на 2015 – 2030 годы.

По состоянию на 1 января 2022 года уровень газификации населения страны достиг 57,67 % или 11 миллионов человек имеют доступ к природному газу (2019 год – 49,7 %, 2020 год – 51,5 %).

Вместе с тем, активный рост потребления газа населением, а также реализация новых проектов по газовой генерации, переход на газ действующих предприятий и ТЭЦ создают предпосылки к дефициту мощностей действующих магистральных газопроводов.

Кроме того, в западных регионах возраст большинства газопроводов превышает 50 лет с износом, средний уровень которых превышает 75 %.

Также ввиду географического расположения, а именно отдаленности от источников газа, на сегодня газификацией не охвачены северные и восточные регионы страны.

При этом проведение модернизации, расширение и строительство новых объектов газотранспортной инфраструктуры требуют значительных инвестиций.

Рынок сжиженного газа

Государством ведется работа по регулированию цены на сжиженный нефтяной газ (далее – СНГ), что способствует расширению использования сжиженного нефтяного газа в качестве газомоторного топлива.

Мировая цена сжиженного газа составляет 70 % от цены бензина марки АИ92, а в Казахстане на сегодняшний день цена сжиженного газа составляет 30 % от цены бензина аналогичной марки. Данный факт приводит к тому, что количество автомобилей, использующих его в качестве моторного топлива, стремительно растет.

С 2019 года количество автотранспорта, переведенного на СНГ, к 2021 году выросло практически в 2,2 раза: с 139,9 тысячи до 313,4 тысячи единиц и продолжает расти (2020 год – 216,3 тысячи).

За период с 2019 по 2021 годы объем производства СНГ, поставляемого на внутренний рынок, вырос на 10 % (2019 год – 1,4 миллиона тонн, 2020 год – 1,4 миллиона тонн, 2021 год – 1,6 миллиона тонн).

Динамика роста производства значительно уступает темпу роста потребления, что привело к его дефициту на внутреннем рынке. При производстве 120 тысяч тонн в месяц, потребность внутреннего рынка в СНГ составляет более 140 тысяч тонн в месяц.

Кроме того, утвержденная предельная оптовая цена на СНГ с 1 июля 2022 года по 30 июня 2023 года составляет 33600 тенге за тонну, а себестоимость производства составляет свыше 39000 тенге за тонну.

Таким образом, у заводов-производителей отсутствует инвестиционная привлекательность для расширения производства СНГ, так как цена автогаза реализуется внутри страны ниже своей себестоимости.

Проблемы в газовой промышленности

непривлекательные условия для добычи и переработки газа;

отсутствие инвестиционной привлекательности цены на товарный и сжиженный газ, поставляемых на внутренний рынок;

рост затрат на субсидирование внутреннего рынка газа;

ожидаемый дефицит товарного и сжиженного газа на внутреннем рынке;

ограниченность пропускной способности газотранспортной системы;

критическая изношенность газотранспортной инфраструктуры.

2.6. Нефтегазохимическая промышленность

Нефтегазохимическая промышленность является перспективным направлением развития обрабатывающей отрасли страны и имеет высокий мультипликативный эффект, стимулирует развитие промышленного производства в смежных отраслях (строительство, автопром, медицина, жилищно-коммунальное хозяйство и другие).

Отечественная нефтегазохимия представлена рядом реализованных проектов, основные из которых: ТОО "Атырауский НПЗ" по производству ароматических углеводородов (бензол, параксилон), ТОО "Компания Нефтехим ЛТД" – полипропилен, ТОО "Hill Corporation", ТОО "Лукойл Лубриканс Центральная Азия" – смазочные масла, ТОО "Шымкентская химическая компания" – присадки для бензина (метил-трет-бутиловый эфир) и другие, общая мощность производства которых составляет порядка 850 тысяч тонн в год.

Для комплексного развития нефтегазохимических производств действует специальная экономическая зона "Национальный индустриальный нефтехимический технопарк" (далее – СЭЗ "НИНТ"), предусмотрены налоговые и таможенные льготы и обеспечение готовой инфраструктурой (подъездная автомобильная дорога, путепровод, подъездная железная дорога, железнодорожная станция, водопровод, линия электропередачи и подстанция, установка водоподготовки).

Так, в 2022 году на базе СЭЗ "НИНТ" будет введен в эксплуатацию интегрированный газохимический комплекс по производству полипропилена мощностью 500 тысяч тонн в год.

Для данного проекта полипропилена подготовлена полная инфраструктура, которая будет обеспечивать его эксплуатацию.

Однако действующие мощности инфраструктуры СЭЗ "НИНТ" недостаточны для будущих проектов, таких как полиэтилен, бутадиен и каучук, а также производств дальнейшего передела (для развития МСБ).

Несмотря на вышеуказанные меры государственной поддержки на базе СЭЗ "НИНТ", инвестиционная привлекательность проектов недостаточна для реализации масштабных проектов. За время функционирования СЭЗ "НИНТ" с 2007 года зарегистрировано 16 участников, из которых только 4 участника планируют проекты нефтегазохимии, и на текущий момент ни один проект не реализован по причине неготовности инфраструктуры и отсутствия инвесторов.

Основные проблемы

недостаточность мощностей инфраструктуры СЭЗ для обеспечения энергоресурсами;

недостаточная инвестиционная привлекательность для реализации крупных нефтегазохимических проектов.

2.7. Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Самыми важными и рентабельными направлениями в нынешних условиях мировой экономики являются энергосбережение и повышение энергоэффективности. С развитием экономики Казахстана потребность в энергоресурсах постоянно растет: развитие отраслей Казахстана идет по пути постоянного наращивания объемов производства, что приводит к естественному увеличению потребления электроэнергии.

Например, увеличение объемов производства промышленной продукции в 2020 году наблюдалось в 12 регионах республики, в то время как в 2019 году – в 10 регионах. Существенная доля промышленности в совокупном потреблении

электроэнергии объясняется не только преобладанием тяжелой промышленности в экономике, но и высоким износом активов промышленных предприятий, использованием устаревших технологий.

По итогам 2020 года энергоемкость валового внутреннего продукта (далее – ВВП) Республики Казахстан составила 0,32 тонны нефтяного эквивалента на тысячу долларов в ценах 2015 года.

Согласно данным Международного энергетического агентства за 2019 год по уровню энергоемкости ВВП Казахстана значительно отстает от развитых стран – данный показатель выше в 3,2 раза стран Организации экономического сотрудничества и развития, а среднемирового уровня – в 2 раза.

Высокая энергоемкость ВВП обусловлена как внешними, так и внутренними факторами, такими как обширность территории, длительность отопительного сезона, существенный износ энергетических сетей и технологического оборудования предприятий, низкие тарифы.

Согласно результатам секторального анализа энергоэффективности, проведенного Всемирным Банком, за 2014 – 2020 годы достигнуто снижение энергоемкости промышленного сектора на 47 %, сектора добычи нефти, газа и угля и сельскохозяйственной отрасли – на 26 % и 25 % соответственно.

Показатели энергоэффективности по данным секторам улучшены за счет энергоаудитов и реализации пятилетних планов энергосбережения. Так, с 2012 года проведено более 2000 энергоаудитов, в том числе 200 энергоаудитов вторично. По итогам энергоаудитов реализованы мероприятия по энергоэффективности на сумму 323 миллиарда тенге, где экономия энергоресурсов составила 82 миллиарда тенге в год.

Напротив, за тот же период энергоемкость транспортного сектора выросла на 47 %, жилищного сектора – на 19 %. В электроэнергетике и теплоснабжении рост составил 5 %, в секторе коммерческих и государственных услуг изменений не наблюдалось.

По сравнению с 2014 годом конечное потребление жилищного сектора в 2020 году увеличилось на 36 %, что обусловлено ростом вводимой жилой площади в 2 раза, газификацией регионов и увеличением использования энергопотребляющих устройств.

Таким образом, в условиях текущей тенденции наряду с промышленностью необходимо отвести особую роль повышению энергоэффективности транспорта и зданий.

Как показывает практика, регионами не проводится соответствующая работа по вопросам энергосбережения, отделы энергосбережения функционируют только в Павлодарской и Костанайской областях. В регионах до 2022 года отсутствовали целевые показатели, достижение которых являлось бы их

основной целью. Отсутствие показателей приводит к тому, что мероприятия по энергосбережению финансируются по остаточному принципу.

Однако мероприятия по энергосбережению являются экономически целесообразными вследствие постоянно растущей платы за энергоресурсы, а также ограниченности бюджетных средств, что создает предпосылки к применению инструментов энергосервиса.

Учитывая, что энергоемкость охватывает все отрасли экономической деятельности страны, необходимо принятие единого документа, отражающего все возможные условия и сценарии развития по снижению энергоемкости в стране, такого как долгосрочный "Национальный план действий Республики Казахстан по развитию сферы энергосбережения и повышения энергоэффективности", учитывающий солидарный характер ответственности за данную сферу каждого государственного органа. При более стратегическом подходе к энергоэффективности, прежде всего учитывающем ценность разносторонних выгод, которые она приносит обществу, политика в этой области приобретает более продуманный и долговременный характер.

Проблемы в энергосбережении и повышении энергоэффективности

отсутствие единого документа национального уровня в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности;

недостаточность инвестиций в сфере энергосбережения;

отсутствие стимулирующих мер энергоэффективности городской инфраструктуры, вместе с тем реализация проектов через механизм энергосервисных контрактов (далее – ЭСКО) не закреплена действующим бюджетным законодательством.

Раздел 3. Обзор международного опыта

3.1. Электроэнергетическая отрасль

Международный опыт регулирования электроэнергетической отрасли подтверждает практику предоставления возможности получения прибыли для энергопроизводящих организаций.

В России при утверждении тарифов в электроэнергетике предусматривается возможность ценообразования методом экономически обоснованных расходов и доходности.

В Китае тарифы на электроэнергию также находятся под контролем государства, которое осуществляет строгий контроль над оптовыми, трансмиссионными и розничными ценами продаж, используя подход "затраты плюс прибыль" с целью достичь доходности до 8 – 10 %.

В отношении создания конкурентных рынков электрической энергии в последние десятилетия основным направлением является разделение естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных видов деятельности. Наиболее продолжительные и последовательные меры по развитию конкурентных рынков электроэнергии отмечаются в странах Европейского Союза (далее – ЕС).

Интеграция рынков электроэнергии предполагает создание общего рыночного пространства в электроэнергетике двух и более стран. Стимулами для интеграции рынков электроэнергии являются следующие его достоинства:

повышение эффективности рынков электроэнергии в результате более высокого уровня конкуренции и оптимального использования имеющихся генерирующих ресурсов;

повышение надежности энергосистем за счет совместного использования резервов и поддержки в экстренных ситуациях;

повышение инвестиционной привлекательности за счет положительного эффекта масштаба производства;

оптимизация использования первичных энергетических ресурсов.

В последние годы важными фактами интеграции энергосистем становятся объединение балансирующих ресурсов, улучшающих условия для интеграции в энергосистемы постоянно растущих объемов нестабильной генерации на основе ВИЭ, что также является актуальным и для Казахстана в условиях динамичного роста ВИЭ на фоне недостаточного роста балансирующей мощности.

Из зарубежной практики известно, что региональные рынки электроэнергии могут различаться в зависимости от модели рынка и правил торговли на нем.

В настоящее время имеются существенные различия в моделях функционирования рынков электрической энергии в государствах – членах Евразийского экономического союза (далее – ЕАЭС):

в Республике Армения (далее – 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 Республике Беларусь (далее – Беларусь) – вертикально-интегрированная монополия;

в Кыргызстане функционирует модель, базирующаяся на двусторонних договорах с разделением производства, передачи и распределения электроэнергии и доминированием одного производителя;

в России – централизованная модель конкурентного рынка с узловым ценообразованием с рынком мощности.

Южная Корея, Китай, Сингапур, Малайзия, Объединенные Арабские Эмираты (далее – ОАЭ), Италия, Португалия, Северная Ирландия, Узбекистан и так далее при становлении рынка электрической энергии успешно реализовали модель рынка электрической энергии с единым закупщиком, который может быть также применен в Казахстане.

В некоторых из этих стран дальнейший переход к конкурентному рынку электроэнергии происходил после достижения опережающего темпа роста генерации электроэнергии над темпом потребления экономики страны.

При этом в странах с минимальным государственным регулированием цены на электроэнергию сегодня в десять раз дороже, чем цены в Казахстане.

В Финляндии, Дании и Китае доминирующей формой теплоснабжения являются системы централизованного теплоснабжения; в США и Канаде – индивидуальные источники теплоснабжения. Опыт указанных стран необходим для выбора формы организации рынков тепловой энергии и поиска "целевой" модели рынка тепловой энергии на основе использования механизмов регулирования, применяемых в странах с централизованными системами теплоснабжения.

Узбекистан применяет концессионные договоры, позволяющие привлечь большой поток инвестиций и обеспечить эффективный контроль за системами теплоснабжения.

Украина применяет ЭСКО – механизм для увеличения энергоэффективности теплового хозяйства и обеспечивает возврат средств за счет достигнутой экономии.

Для Казахстана более привлекательной практикой может стать украинская модель с применением механизма энергосервисных контрактов, что позволяет инвестировать в модернизацию и реконструкцию теплоэлектроцентралей с установлением критериев качества работы субъектов теплоэнергетики.

3.2. Атомная энергетика и промышленность

Атомная промышленность

Согласно данным Всемирной ядерной ассоциации в 2021 году в мире было добыто около 48,3 тысячи тонн урана в 20 странах.

На мировом рынке природного урана Казахстан продолжает сохранять лидирующие позиции по добыче и поставкам урана.

Наряду с Казахстаном лидерами по добыче урана являются Австралия, Намибия и Канада.

Международный опыт в данной сфере показывает, что такие страны, как Франция, Россия и другие имеют успешно завершённые этапы ЯТЦ (добыча,

конверсия, обогащение, производство топлива, переработка радиоактивных отходов), что позволяет эффективно использовать урановые ресурсы.

Канада один из 3-х мировых лидеров по запасам урана, где успешно реализовано аффинажное производство для переработки добываемого урана и поставки на мировые рынки продукции добавленной стоимости.

Поэтому наиболее перспективным направлением развития для Казахстана представляется опыт Канады по созданию аффинажного производства.

Атомная энергетика

Атомная энергетика является одним из основных мировых источников энергии. В целом в мире прослеживается позитивный тренд развития атомной энергетике. Данная тенденция обусловлена прогнозируемым мировым энергетическим кризисом и глобальной задачей по переходу к углеродной нейтральности.

По данным Международного агентства по атомной энергии (далее – МАГАТЭ) по состоянию на январь 2022 года в 32 странах мира эксплуатировалось 439 атомных реакторов суммарной установленной мощностью 391 гигаватт электрической энергии и в 19 странах ведется сооружение 52 реакторов.

Странами, обладающими значительными атомными энергетическими мощностями, являются США, Франция, Китай, Япония, Россия и Южная Корея с более чем 25 гигаватт установленной мощности у каждой страны.

По состоянию на 2022 год на долю АЭС во Франции приходится около 69 % производства электроэнергии, в Южной Корее – 28 %, России и США около 20 %, Китае – 5 % и Японии 7,2 %.

Согласно оптимистическому прогнозу МАГАТЭ и Международного энергетического агентства мощности атомной генерации удвоятся до 792 гигаватт к 2050 году и могут обеспечить около 12 % общемировой генерации.

В мировой практике использования безопасных технологий для строительства АЭС преобладают технологии с легководным типом реакторов поколения III+. Главной особенностью реакторов нового поколения является уникальное сочетание системы активной и пассивной безопасности, что делает станцию максимально устойчивой к внешним и внутренним воздействиям.

Такие страны-"новички" атомной энергетике, как Турция, Бангладеш, ОАЭ, Беларусь на сегодня первые свои АЭС строят на основе вышеуказанных технологий легководного типа реактора.

Так, с 2012 года в Беларуси ведется строительство первой в стране АЭС на базе легководных реакторов российского дизайна (ВВЭР-1200) с суммарной мощностью 2400 мегаватт.

Параллельно ведется строительство первой и единственной АЭС "Барака" в ОАЭ на базе легководных реакторов третьего поколения корейского дизайна (APR-1400) компании KHNP с суммарной мощностью 5600 мегаватт.

В Турции и Бангладеш сооружаются АЭС по российскому проекту, включающему в себя строительство и ввод в эксплуатацию энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200.

Для Казахстана наиболее привлекательным является опыт стран, использующих технологии легководного типа реактора поколения III+.

3.3. Угольная промышленность

В мире запасы угля территориально широко распространены. При этом основные мировые извлекаемые запасы сконцентрированы в трех странах – США, России, Китае. Остальные запасы угля приходятся на следующие страны – Казахстан, Индию, Австралию, Южно-Африканскую Республику, Украину и другие.

За последние десятилетия в мире сложились различные тенденции в структуре топлива в электроэнергетике.

В Европе происходит довольно активное замещение угля газом, тогда как энергетическая политика азиатских стран существенно отличается от европейской. Здесь наблюдается противоположная тенденция – повсеместное увеличение добычи и потребления угля.

Китай занимает первое место в мире по добыче угля. Угольная промышленность играет значительную роль в индустриализации страны. Однако она менее эффективна по сравнению с этой отраслью в ведущих угледобывающих странах.

В последние годы в связи с постоянным ростом цен на нефть, сокращением ее запасов, высокими затратами на разведку новых месторождений во многих странах мира продолжают интенсивно проводиться работы по совершенствованию и улучшению показателей отдельных стадий процессов глубокой переработки угля.

Для Казахстана наиболее интересен опыт стран (Китай, США, Индия), где развиты технологии глубокой переработки угля за счет мер государственной поддержки. Поэтому необходимо совершенствовать национальное законодательство в части предоставления государственной поддержки таким технологиям.

3.4. Нефтяная промышленность

Добыча нефти

Ускорение технологического развития за последние 10 лет изменило правила игры и повысило конкуренцию на мировом энергетическом рынке, поэтому все ведущие нефтедобывающие страны начали снижать налоговую нагрузку для сохранения своей доли на рынке и стимулирования инвестиций:

США – ставка корпоративного налога на прибыль снижена с 35 % до 21 %;

Канада (Альберта) – введена новая система роялти, учитывающая изменение макросреды и технологическую сложность бурения;

Великобритания – ставка налога на прибыль сократилась с 62 % до 40 % (81 % для старых месторождений);

Саудовская Аравия – ставка налога на прибыль для нефтяной отрасли установлена на уровне 50 % вместо 85 %;

Китай – точка отсечения рентного налога повышена с 55 до 65 долларов за баррель.

Помимо специальных льгот, например, для низкодебитных скважин, в США действует мгновенный вычет нематериальных затрат на бурение (intangible drilling costs, IDC). В Великобритании также в один год списываются капитальные вложения. Норма амортизации в Канаде – 30 %, то есть списание происходит в течение 3-х с небольшим лет.

В России в качестве мер фискальной поддержки зрелых месторождений применяются понижающий коэффициент налога на добычу полезных ископаемых, а также переход на альтернативный налоговый режим.

Суть всех этих механизмов в одном – мгновенный возврат денежных средств для их реинвестирования в добычу углеводородов.

В результате экономическая активность в отрасли растет, что влияет не только на уровень налоговых поступлений, но и на развитие смежных отраслей, положительную динамику ВВП страны.

Поэтому для Казахстана важно учитывать опыт стран, оказывающих меры поддержки добывающей отрасли.

Нефтепереработка, производство и потребление нефтепродуктов

Прямое регулирование ценообразования на горюче-смазочные материалы (далее – ГСМ) в зарубежных странах не осуществляется и формируется исключительно на рыночных условиях.

При этом в России создан демпфирующий механизм для нефтяных компаний: если экспортная цена бензина и дизельного топлива выше чем на внутреннем рынке, то государство компенсирует компаниям часть этой разницы; если внутренние цены выше экспортных, тогда компании вносят в государственный бюджет часть сверхприбыли от продаж на внутреннем рынке.

Венесуэла – страна с крупнейшими запасами нефти в мире, где на протяжении более 15 лет правительство поддерживало государственное

регулирование цен на нефтепродукты. По данным Global Petrol Prices стоимость бензина и дизельного топлива в Венесуэле является одной из самых низких – 0,022 доллара США за литр. Это привело к дефициту ГСМ на государственном рынке и предложению на частном рынке, а также перетокам в соседние страны с более высокой ценой на ГСМ.

В результате Венесуэла начала постепенный переход на рыночное ценообразование ГСМ, что позволяет привлекать средства на модернизацию нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий.

Опыт Венесуэлы отражает текущую ситуацию в Казахстане и показывает негативные риски, вытекающие из ручного регулирования внутреннего рынка ГСМ.

В международной практике в качестве показателей операционной эффективности и оснащенности технологической схемы НПЗ используются степень или коэффициент конверсии (глубина переработки нефти), выход светлых фракций на нефть и индекс Нельсона.

Глубина переработки нефти и, соответственно, выход светлых фракций по итогам 2021 года составляет на сегодня: в Казахстане – 82 – 85 % (Шымкентский НПЗ до 90 %), России – 75 %, Европе – 85 %, США – 95 – 96 %. Наиболее современные НПЗ США и Европы имеют индекс Нельсона свыше 15, казахстанские НПЗ – 8 – 13, при этом по информации зарубежных экспертов в рыночных условиях смогут выжить НПЗ с индексом Нельсона не ниже 10.

На указанных примерах международной практики у Казахстана источником финансирования могут быть средства НПЗ, полученные за счет их перехода на коммерческую комбинированную схему нефтепереработки.

3.5. Газовая промышленность

Газ занимает все более заметное место среди первичных источников энергии как наиболее чистый его вид. Мировое экспертное сообщество полагает, что уже к 2026 году газ станет "топливом № 1" на планете.

Наблюдается рост добычи газа в странах Ближнего Востока. Согласно данным BP Statistical Review of World Energy 2021 в мировой добыче газа в 2020 году доля Ирана составила 6,5 % (250,8 миллиарда кубических метров), доля Катара – 4,4 % (171,3 миллиарда кубических метров).

За последние 10 лет (с 2009 по 2020 годы) добыча природного газа в Иране выросла на 74,3 %, в Катаре – на 39,2 %.

По данным ОПЕК Annual Statistical Bulletin 2021 Казахстан по добыче природного газа занимает 25 место в мире среди 55 газодобывающих стран.

По данным BP Statistical Review of World Energy 2021 крупнейшим среди регионов по потреблению природного газа является Северная Америка (27 %).

На Европу приходится 14,2 % природного газа, на страны Содружества Независимых Государств – 14,1 %. В разрезе стран крупнейшим потребителем является США (21,8 % мирового спроса на природный газ). Стоит отметить, что потребление газа в Китае за последнее десятилетие выросло более чем в 2 раза: с 135,2 миллиарда кубических метров в 2011 году до 308,4 миллиарда кубических метров в 2020 году.

В целях развития добычи газа из нетрадиционных и альтернативных источников газа необходимо государственное стимулирование развития отрасли. Например, благодаря созданным законодательным и финансовым условиям в форме государственных преференций, льгот, грантов и субсидий, в США, Великобритании, Австралии, Германии, Китае и других странах успешно реализуются проекты по разведке и добыче.

Опыт зарубежных стран в части политики газовой отрасли показывает свою состоятельность. При этом регулирование ценообразования в данных странах не осуществляется и формируется исключительно на рыночных условиях. Регуляторные меры применяются исключительно в случаях крайней необходимости.

При этом цены в Казахстане на природный газ являются одними из низких в мире. К примеру, цена в Кыргызстане составляет 213 долларов США за тысячу кубических метров, в Армении – 293 доллара США за тысячу кубических метров, в Китае – 400 долларов США за тысячу кубических метров, тогда как в Казахстане – 50 долларов США за тысячу кубических метров.

3.6. Нефтегазохимическая промышленность

Странами-лидерами по производству нефтегазохимической продукции являются Северо-Восточная Азия (303 миллиона тонн в год), Северная Америка (110 миллионов тонн в год), Ближний Восток (87 миллионов тонн в год).

При этом страны Содружества Независимых Государств (Россия, Туркменистан, Казахстан), богатые природными (углеводородными) ресурсами, занимают всего 3,3 % в мировом нефтегазохимическом производстве (23 миллиона тонн в год).

Инвестиционная привлекательность в этих странах достигается за счет снижения цены на сырье, а также обеспечения отрасли производственными объектами и инфраструктурой.

Примером лучшей практики для Казахстана могут послужить существующие в мире свободные экономические зоны, химические парки и кластеры, которые имеют такие общие черты, как временное освобождение (на период окупаемости) от уплаты налогов, освобождение от таможенных пошлин импорта товаров, используемых в производстве на экспорт.

Сегодня лучшие практики инновационных кластеров имеются в США, ЕС, Китае и странах Юго-Восточной Азии.

Нефтехимический парк "Джуронг" является крупнейшим центром притока зарубежных инвестиций, благодаря таким факторам, как стратегическое расположение на крупнейшем морском торговом пути, наличие соответствующей инфраструктуры, политическая стабильность, благоприятствующий налоговый режим и сформировавшийся имидж "надежного партнера".

На начальном этапе возведение инфраструктуры финансировалось за счет государственного бюджета.

3.7. Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Проведение сравнения со схожими по климату странами свидетельствует о том, что удельный расход тепловой энергии в Республике Казахстан на отопление зданий выше более чем в два раза.

Так, к примеру, в Канаде и Финляндии данный показатель равен 0,15 гигакалорий на квадратный метр и 0,14 гигакалорий на квадратный метр соответственно, в то время как в Северной зоне Казахстана удельный расход тепловой энергии на 1 квадратный метр составляет 0,31 гигакалорий.

В Канаде, Финляндии, Германии и других странах по сектору зданий и транспорта приняты законодательные требования, функционируют программы поддержки энергоэффективных мероприятий.

В Канаде применяются особые стандарты для климатических зон и субрегионов, что позволяет адаптировать области и территории к федеральной нормативной модели.

Меры в Канаде:

1. Федеральное правительство Канады в мае 2021 года запустило программу Greener Homes Grant на сумму 2,6 миллиарда долларов США со сроком реализации 7 лет, чтобы помочь домовладельцам повысить энергоэффективность своего дома. До 700000 грантов в размере до 5000 долларов США доступны для энергоэффективной модернизации, а также до 600 долларов США – для оценки энергопотребления дома EnerGuide.

2. Запущена программа беспроцентного кредитования для капитального ремонта дома со сроком погашения 10 лет на сумму от 5000 до 40000 долларов США.

3. Введено долгосрочное кредитование строительства зданий в городах по стандарту "Leed Silver Standart".

4. Стимулирование использования энергоэффективного оборудования путем предоставления скидок при покупке для отопления домов бытовой техники, закупки материалов для домашнего ремонта.

В Германии на здания приходится 40 % потребления конечной энергии.

Энергетической концепцией Федерального правительства Германии от 2010 года поставлены следующие цели:

сокращение потребления тепла в секторе зданий (по сравнению с 2008 годом) на 20 % к 2020 году;

сокращение потребления первичной энергии в секторе зданий (по сравнению с 2008 годом) на 80 % к 2050 году.

Меры в Германии:

законодательные требования к энергоэффективности жилых домов (согласно строительным нормам и правилам с 2020 года все новые здания Европы в год должны потреблять менее 45 киловатт-часов энергии на квадратный метр, с 2018 года это требование распространяется на все новые публичные здания);

программы поддержки обновления фонда зданий, строительства энергетически высокоэффективных зданий и использования в зданиях возобновляемых источников энергии (кредиты и гранты);

паспорта энергоэффективности зданий (с середины 2008 года это требование предъявлялось к зданиям, построенным до 1966 года, а полугодом позже распространилось и на более "молодую" недвижимость).

Доля потребления конечной энергии в транспортном секторе Германии составила в 2018 году около 30 %.

В данном секторе поставлена цель по снижению потребления конечной энергии (по сравнению с 2008 годом) на 10 % в 2020 году и на 40 % в 2050 году.

Для снижения потребления большегрузных автомобилей введены:

финансовая поддержка автотранспортных компаний с целью приобретения ими большегрузных транспортных средств с энергосберегающими технологиями ;

содействие покупке грузовиков и полуприцепов-тягачей, работающих на природном газе (сжатый природный газ), сжиженном природном газе или с электрическим силовым приводом, предназначенных для автотранспортной перевозки грузов и имеющих полную массу транспортного средства не менее 7,5 тонны;

программы содействия внедрению энергоэффективных грузовых транспортных средств.

Приняты меры по эффективному содействию велосипедному движению в городе с целью уменьшения автомобильного движения.

Федеральное правительство Германии ежегодно направляет 25 миллионов евро федеральным землям для выделения ими федеральных средств.

Финляндия активно ведет работу по внедрению автоматизированных систем управления энергоресурсами зданий. В настоящее время более 1700 зданий в финской столице подключены к системе управления энергопотреблением и интеллектуальными зданиями.

На опыте стран (Финляндия) со схожими климатическими условиями наиболее привлекательным для Казахстана может послужить опыт по оптимизации отопления (прогнозирование и регулирование обогрева здания), основанный на искусственном интеллекте. Решения реализуются путем замены обычных термостатов их WiFi-аналогами, подключенными к облачному сервису через интернет.

Раздел 4. Видение развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы

4.1. Электроэнергетическая отрасль

Развитие электроэнергетической отрасли будет осуществляться с учетом необходимости выполнения обязательств страны по сокращению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения.

Основными императивами развития электроэнергетики Республики Казахстан являются развитие источников электроэнергии и тепла, централизованных торгов электрической энергией и мощностью, технологий накопления и хранения энергии, внедрение элементов интеллектуальной энергосистемы.

Улучшение привлекательности сектора электроэнергетики позволит энергопредприятиям привлекать дополнительные инвестиции.

Прогнозное потребление электрической мощности в ЕЭС РК в 2026 году составит с учетом необходимого резерва 21520 мегаватт. Покрытие прогнозной потребности в электрической энергии обеспечит выработка электроэнергии в объеме 131,9 миллиарда киловатт-часов в 2026 году.

Располагаемая мощность энергоисточников за счет ввода новых мощностей в 2026 году составит 24538 мегаватт.

Износ электросетей снизится до 62,7 % к 2026 году, повысится качество управления электроэнергетическими сетями с внедрением "умных" электросетей и систем хранения электроэнергии.

Доля выработки ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии по республике увеличится до 7 % в 2026 году. Снизится негативное влияние

растущих мощностей ВИЭ на энергосистему страны путем развития систем накопления и балансирующих мощностей.

В 2026 году ЕЭС страны за счет усиления электрических связей повысит свою энергобезопасность и транзитный потенциал.

В секторе теплоэнергетики с учетом социального аспекта реализуется гибридная модель регулирования, стимулирующая привлечение инвестиций и обеспечивающая гарантии их возврата.

Безопасное и стабильное развитие электро-, теплоэнергетического комплекса страны основано на принципах долгосрочного планирования и сбалансированного развития.

Формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза

Договором о Евразийском экономическом союзе предусмотрено поэтапное формирование общего электроэнергетического рынка (далее – ОЭР ЕАЭС) путем утверждения концепции и программы, а также заключения международного договора о формировании ОЭР ЕАЭС.

Государства – члены ЕАЭС осуществляют работу по поэтапному формированию ОЭР ЕАЭС на основе параллельно работающих электроэнергетических систем с учетом приоритетного обеспечения электрической энергией внутренних потребителей государств-членов.

Концепция и программа (утвержденные решениями Высшего Евразийского экономического совета (далее – ВЕЭС) от 8 мая 2015 года № 12 и от 26 декабря 2016 года № 20 соответственно) закладывают основы формирования государствами – членами ОЭР ЕАЭС путем определения концептуального фундамента формирования системы отношений между субъектами внутренних оптовых электроэнергетических рынков государств – членов ЕАЭС.

Основной задачей в данной работе является соблюдение баланса экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов ОЭР ЕАЭС.

Планируется, что ОЭР ЕАЭС будет состоять из трех субрынков, на которых между государствами-членами будут осуществляться:

- взаимная торговля по свободным двусторонним договорам;
- централизованная торговля электроэнергией по срочным контрактам;
- централизованная торговля электроэнергией на сутки вперед.

В настоящее время продолжается разработка правил функционирования общего электроэнергетического рынка в целях обеспечения готовности субъектов национальных электроэнергетических рынков государств – членов ЕАЭС к участию в ОЭР, а также создания условий для его эффективного функционирования.

Внедрение цифровых технологий в электроэнергетическую отрасль

Цифровая трансформация электроэнергетики и построение интеллектуальной энергосистемы обеспечат эффективную, безопасную и надежную систему для всех типов генераторов и потребителей.

Данная цифровая трансформация энергетики будет реализована через отраслевую цифровую среду, которая обеспечит:

организацию сбора первичных данных с уровня оборудования без участия человека;

создание инфраструктуры передачи, хранения, защиты и обработки данных;
изменение моделей взаимодействия и управления;

создание системы управления и мониторинга надежности энергоснабжения;
развитие клиентских сервисов для потребителей.

4.2. Атомная промышленность и энергетика

Атомная промышленность расширит присутствие в новых сегментах дореакторного ЯТЦ (следующий компонент цепочки добавленной стоимости).

В рамках дальнейшего международного сотрудничества расширятся каналы сбыта, увеличится количество партнеров и клиентов.

Транспортные маршруты экспорта урановой продукции расширятся на западные рынки.

В энергетическом балансе страны для обеспечения растущих потребностей экономики и решения вопросов энергетической безопасности страны заложены концептуальные подходы по строительству АЭС.

В атомной отрасли развиты научно-техническая и образовательная базы, в том числе для покрытия дефицита высококвалифицированных кадров.

Внедрение цифровых технологий в атомную промышленность

Дальнейшее успешное развитие атомной промышленности будет базироваться на применении цифровых технологий и автоматизации производственных бизнес-процессов уранодобывающих предприятий.

Так, с 2019 года реализуется Стратегия цифровизации акционерного общества "Национальная атомная компания "Казатомпром" до 2028 года, направленная на полную автоматизацию и оптимизацию производственных процессов. Основными целями данной Стратегии являются повышение оперативности адаптации основного бизнеса к факторам внешней среды и обеспечение гибкости посредством применения цифровых технологий.

Условием для начала разработки новых урановых месторождений и в целом для развития атомной промышленности и энергетики послужит применение оцифрованных технологических решений.

4.3. Угольная промышленность

В угольной промышленности с учетом цели Парижского соглашения и обязательства в рамках него увеличатся использование технологий максимального сокращения парниковых газов, в том числе технологий глубокой переработки угля (углехимия, обогащение), и использование экологически чистых технологий в угольной генерации.

Доля угольной генерации в общей электроэнергетической структуре постепенно снизится.

Угольная отрасль получит свое дальнейшее развитие в новой стратегии развития угольных компаний с постепенным переходом к новому направлению – углехимии.

Внедрение цифровых технологий в угольной промышленности

Большая часть работ, выполняемых на угольных компаниях, автоматизирована. Основные технологические операции на разрезе осуществляются с помощью роторных и гидравлических экскаваторов, механических лопат, большегрузных автосамосвалов, дробильных установок, буровых станков.

На отдельных предприятиях применяются автоматизированные системы диспетчеризации, которые позволяют сформировать на разрезе единое информационное пространство "автосамосвал – водитель – диспетчерский пост – водитель".

Также ведется внедрение информационной системы "Цифровой рудник", что позволяет отслеживать все рабочие процессы горнодобывающей техники, обеспечивая ее рациональную загрузку и эффективность добычи твердого топлива.

Средние и малые добывающие компании не уделяют внимания цифровизации в силу бюджетных ограничений. В результате в фокусе цифровых технологий и ИТ остается только вспомогательная деятельность.

Все новые инициативы и мероприятия будут реализовываться за счет внебюджетных средств.

4.4. Нефтяная промышленность

Добыча нефти

В нефтегазовой отрасли реализация крупных проектов – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак постепенно увеличит объем добычи нефти к 2026 году до 99 миллионов тонн.

Привлекательные регуляторные и фискальные преференции стимулируют освоение новых сложных проектов, государственной поддержкой в виде льгот (с учетом согласия получателей на раскрытие банковской тайны органам государственного аудита) охвачены капиталоемкие проекты на суше и на море.

Зрелые месторождения перейдут к новому стимулирующему налоговому режиму.

Транспортировка нефти

В связи с предстоящим увеличением добычи нефти на месторождениях Тенгиз и Кашаган экспорт углеводородов в 2026 году увеличится до 79,3 миллиона тонн.

На основном экспортном маршруте транспортировки нефти – КТК реализованы проекты расширения для прокачки увеличенных объемов нефти.

Альтернативные экспортные маршруты расширят свои технические возможности, что будет способствовать их дальнейшему развитию.

Нефтепереработка, производство и потребление нефтепродуктов

В нефтепереработке будут достигнуты эффективность работы действующих НПЗ, прозрачность их деятельности и применение цифровых решений.

Мощности переработки выросли и созданы дополнительные резервы по хранению нефтепродуктов, в том числе битума.

Цена на нефтепродукты формируется через биржевой механизм с использованием инструментов сдерживания необоснованного роста цены.

Формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза

В соответствии с Договором о ЕАЭС государства – члены ЕАЭС осуществляют поэтапное формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов (далее – ОРНиНП ЕАЭС).

Международный договор о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов закладывает принцип приоритетности обеспечения внутренних потребителей государств-членов, в том числе в:

единых правилах доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов;

правилах торговли нефтью и нефтепродуктами на общих рынках нефти и нефтепродуктов ЕАЭС;

правилах проведения биржевых торгов нефтью и нефтепродуктами.

Предусмотрено соблюдение баланса экономических и национальных интересов государств-членов и их национального законодательства.

Формирование общих рынков обеспечит в пределах технических возможностей гарантированное осуществление долгосрочной транспортировки нефти и нефтепродуктов на территориях государств-членов.

Внедрение цифровых технологий в нефтяной промышленности

Этапы подготовки, переработки и транспортировки нефти оцифрованы информационной системой учета сырой нефти и газового конденсата (далее – ИСУН). К 2025 году учет оборота нефти по стране достигнет 100 %.

В сфере оборота нефтепродуктов функционирует система учета отдельных видов нефтепродуктов (далее – СУНП) с подключением нефтебаз. К 2026 году к СУНП будет подключено 55 нефтебаз (70 % оборота нефтепродуктов).

К 2026 году будет обеспечен мониторинг всей цепочки поставки нефтепродуктов до конечного пользователя, для этого будут интегрированы две системы: ИСУН и СУНП в единую базу и автоматизированы планы поставок нефти на НПЗ и нефтепродуктов на внутренний рынок.

Прозрачность регулирования потоков обеспечивают цифровая система контроля суточных лимитов отпуска нефтепродуктов на АЗС и цифровая база данных по поставкам и распределению топлива для сельхозтоваропроизводителей.

В сфере недропользования автоматизированы процессы предоставления права на недропользования.

4.5. Газовая промышленность

Обеспечение энергетической безопасности и устойчивое развитие газовой отрасли достигаются за счет увеличения ресурсной базы газа. Производство товарного газа к 2026 году вырастет до 35 миллиардов кубических метров в год.

Поэтапное достижение безубыточности поставок газа на внутреннем рынке позволит полностью обеспечить внутренний рынок товарным газом, включая новые инвестиционные, в том числе нефтегазохимические проекты.

Сокращение изношенности газовой инфраструктуры с 75 % до 25 % позволит обеспечить бесперебойное и безопасное газоснабжение потребителей страны.

С ростом газификации улучшаются уровень комфортности жизни граждан и экологическое состояние воздуха, стимулируется развитие предпринимательства. К 2026 году уровень газификации страны составит 61 %.

В газовой отрасли изменятся подходы ценообразования на товарный газ. Рынок СНГ поэтапно перейдет к рыночным механизмам через товарные биржи.

В 2026 году использование газа в качестве моторного топлива коммунальным автопарком страны составит не менее 50 % в городах Алматы, Астане, Шымкенте и не менее 30 % в областных центрах.

Формирование общего рынка газа Евразийского экономического союза

Государства – члены ЕАЭС осуществляют поэтапное формирование общего рынка газа (далее – ОРГ ЕАЭС), заключение международного договора о

формировании ОРГ ЕАЭС и его вступление в силу не позднее 1 января 2025 года

Поэтапное формирование ОРГ ЕАЭС осуществляется с учетом базовых принципов: первоочередного обеспечения внутренних потребностей в газе государств-членов; особенностей функционирования и развития газовых рынков государств-членов; национальных законодательств государств-членов; обязательств государств-членов, определяемых международными договорами; международного опыта формирования общих рынков газа.

Обеспечение взаимной торговли газом между участниками ОРГ ЕАЭС подчеркивает необходимость недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей газотранспортных систем между участниками ОРГ ЕАЭС.

Основными целями формирования ОРГ ЕАЭС являются:

повышение энергетической безопасности государств-членов;

повышение надежности, доступности и качества газоснабжения потребителей газа на территориях государств-членов;

повышение экономической эффективности использования газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов.

В целях учета национальных интересов закреплено сегментирование ОРГ ЕАЭС и внутренних рынков государств-членов с возможностью применения государством-членом регулятивных мер на внутреннем рынке газа в случае угрозы экономической и энергетической безопасности, а также возможностью при необходимости назначения уполномоченной организации на поставку (покупку) газа на ОРГ ЕАЭС.

ОРГ ЕАЭС представляет собой совокупность торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов государств-членов в сфере транспортировки и поставки газа между государствами-членами.

Внутренний рынок государства-члена характеризуется совокупностью торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов на территории государства-члена в сфере транспортировки и поставки газа, действующих на основании законодательства государства-члена.

Внедрение цифровых технологий в газовую промышленность

Расширится охват системы диспетчеризации автоматизированной системы сбора информации и учета газа.

В 2026 году все газовые месторождения начнут работать в системе ИСУН.

Аналитическая геоинформационная система обеспечит учет работы основных объектов газотранспортной системы страны.

Постепенный переход рынка СНГ в цифровой формат товарных бирж.

4.6. Нефтегазохимическая промышленность

Реализация "якорных" нефтегазохимических проектов, оказывающих наибольший эффект на экономику страны.

В отрасли реализован ряд крупных проектов по производству полипропилена, полиэтилена, метанола, терефталевой кислоты, полиэтилентерефталата, бутадиена и каучуков.

Объем производства нефтегазохимической продукции составит 1,2 миллиона тонн к 2026 году.

Внедрение цифровых технологий в нефтегазохимическую промышленность

Нефтегазохимические производства являются высокотехнологичными и количество лицензиаров технологий по всему миру ограничено.

В реализуемых нефтегазохимических проектах применяются технологии от ведущих мировых лидеров, в том числе цифровые технологии.

4.7. Энергосбережение и повышение энергоэффективности

В сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности для реновации транспортного и жилищного секторов внедрены механизмы стимулирования, такие как классы энергоэффективности, постпроектный анализ соответствия требованиям по энергоэффективности новых зданий, популяризации энергосберегающего образа жизни.

Созданы финансовые механизмы для стимулирования мер по повышению энергоэффективности промышленных, технологических процессов и жизнедеятельности предприятий.

Для оценки достижения показателей энергоэффективности служит Государственный энергетический реестр.

Внедрение цифровых технологий в энергосбережение и повышение энергоэффективности

Энергосберегающие технологии – инструменты развития энергетической политики. В стране развиваются системы наружного управления (умный город), уличного освещения, автоматизированных тепловых пунктов и другие.

Автоматизированные и цифровые технологии составлены и реализуются в проектах карты энергоэффективности Казахстана.

Раздел 5. Основные принципы и подходы развития

5.1. Электроэнергетическая отрасль

Основные принципы:

максимальное удовлетворение спроса потребителей энергии и защита прав участников рынка электрической и тепловой энергии;

обеспечение безопасного, надежного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан;

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;

прозрачность отбора проектов ВИЭ для реализации.

Основные подходы:

В трансформации рынка электрической энергии будет реализован переход к новой целевой модели рынка, включающей централизацию покупки и продажи электрической энергии, а также внедрение балансирующего рынка электрической энергии в реальном режиме.

В целях снижения износа генерирующих мощностей для формирования тарифов будет реализован подход по увеличению лимитов на возврат вложенных инвестиций.

Прозрачность тарифообразования обеспечит установление обязательств энергопроизводящих организаций по размещению в открытом доступе информации по тарифам и сметам затрат на производство электроэнергии.

Будут внедрены показатели эффективности деятельности электросетевых компаний, стимулирующие снижение операционных расходов, сокращение удельных затрат электросетевого комплекса.

В национальных и региональных электрических сетях уровень нормативно-технических потерь электроэнергии будет снижен до 11,39 % в 2026 году.

Завершится формирование ЕЭС страны путем модернизации и строительства электрических сетей. Будут усилены электрические связи Южной и Западной зон с переходом на единый электросетевой комплекс.

На розничном рынке электроэнергии будут созданы механизмы защиты социально уязвимых категорий потребителей, в том числе адресное субсидирование оплаты за электроэнергию.

В секторе ВИЭ будут введены механизмы использования систем накопления электроэнергии и стимулирования их развития на крупных ГЭС.

По стране будет осуществлен ввод новых генерирующих мощностей в объеме порядка 2800 мегаватт (традиционных источников) и малой автономной генерации ВИЭ.

Будет проведена популяризация сектора малой автономной генерации ВИЭ среди населения и бизнеса.

В системе электроснабжения будут внедрены цифровые решения, в том числе проекты Smart metering, Smart Grid, а также цифровые карты генерации, системы управления рисками, передачи и распределения электрической энергии.

В целях надежного и качественного обеспечения теплоснабжением будет принят отраслевой Закон Республики Казахстан "О теплоэнергетике", а также для обеспечения инвестиционной привлекательности будет пересмотрена тарифная политика.

Для обеспечения динамичного роста экономики будет разработан документ по долгосрочному планированию электро-, теплоэнергетической отрасли.

5.2. Атомная промышленность и энергетика

Основные принципы:

рациональное и комплексное использование потенциала ресурсной базы урановых месторождений;

диверсификация и расширение номенклатуры урановой продукции;

развитие безопасной атомной энергетики.

Основные подходы

В Казахстане для дальнейшей разработки урановых ресурсов будут созданы условия для использования новых технологий по производству продукции с более высокой добавленной стоимостью путем наращивания международного сотрудничества с крупными игроками на урановом рынке.

В целях реализации следующего компонента цепочки добавленной стоимости ЯТЦ будет реализован проект по аффинажному производству.

Для обеспечения стабильных поставок урановой продукции на западные рынки будет проработан транспортный маршрут через порт Актау по направлению Азербайджан – Грузия – Турция.

В Казахстане строительство АЭС будет основано на современных реакторных технологиях поколения III+ как одно из наиболее перспективных путей развития альтернативной электрогенерации.

Для создания квалифицированной базы в атомной энергетике будут открыты филиалы высших учебных заведений стран – поставщиков технологий.

С целью повышения осведомленности населения о безопасности атомных технологий будет проведена информационно-разъяснительная работа в масштабе республики.

5.3. Угольная промышленность

Основные принципы:

повышение качества угля для увеличения конкурентоспособности казахстанского угля и получения продуктов из угля с высокой добавленной стоимостью.

Основные подходы:

Будет осуществлено внедрение технического регулирования и стандартизации, в том числе технический регламент, национальный и межгосударственные стандарты, соответствующие международным стандартам.

На крупных угледобывающих производствах будут внедрены автоматизированные процессы (циклично-поточные технологии) и цифровые решения.

Будет разработана стратегия перехода угольных компаний к следующему переделу (углехимия).

5.4. Нефтяная промышленность

Основные принципы:

устойчивое развитие нефтедобывающей отрасли и обеспечение роста добычи;
обеспечение внутреннего рынка нефтью и нефтепродуктами;
устойчивое развитие нефтетранспортного потенциала страны;
эффективное функционирование нефтеперерабатывающих заводов страны с соблюдением единого технологического цикла (процесса).

Основные подходы:

Добыча нефти

В целях стимулирования геологоразведки и освоения нефтегазовых месторождений (морские, сложные на суше и газовые) будет принят Улучшенный модельный контракт на недропользование.

Для привлечения инвестиций в освоение новых месторождений будет применен принцип "единого окна", объединяющий процедуры по доступу инвесторов к геологической информации, участию в аукционах и получению права недропользования.

В перспективном казахстанском секторе Каспийского моря, в том числе в пределах Прикаспийского, Устюрт-Бузачинского и Мангышлакского осадочных бассейнов, получают развитие разведочные работы для открытия новых месторождений.

Транспортировка нефти

Казахстан диверсифицирует экспортные маршруты транспортировки нефти. При этом в долгосрочной перспективе будут сохранены действующие направления поставок и получат развитие новые направления.

Будут увеличены мощности по поставкам нефти на внутренний рынок и транзитных объемов транспортировки нефти.

Нефтепереработка, производство и потребление нефтепродуктов

Казахстан продолжит развитие биржевого механизма ценообразования на нефтепродукты на внутреннем рынке и повысит прозрачность ценообразования на ГСМ.

Будут приняты меры по исключению непродуктивных посредников в системе поставок нефти и нефтепродуктов, а также сохранению баланса производства, потребления и запасов нефтепродуктов.

Процесс загрузки сырья до отгрузки продуктов на НПЗ будет представлять единый технологический цикл. Коммерческая деятельность НПЗ будет переведена на комбинированную схему нефтепереработки.

Будут рассмотрены возможности вовлечения крупных нефтегазовых проектов в поставки нефти на внутренний рынок с учетом проработки привлекательности внутренних цен на нефть и перехода НПЗ на новые условия переработки и производства.

Постепенное устранение дисбаланса цен на нефтепродукты с соседними странами будет достигнуто за счет дифференцированного подхода в регулировании цен.

Будет определен единый закупщик битума для полного обеспечения потребности битума в период высокого спроса.

Будет создана информационная система по поставкам и распределению топлива для сельхозтоваропроизводителей по территориальному принципу, достоверности и обоснованности данных.

В целях дифференцирования цен для транзитного транспорта будет внедрена информационная система учета на АЗС.

Будут усилены требования к мини-НПЗ по производству востребованных нефтепродуктов.

5.5. Газовая промышленность

Основные принципы:

приоритетное обеспечение газоснабжения внутреннего рынка;

формирование справедливого ценообразования на товарный и сжиженный газ

;

рациональное и комплексное использование ресурсов.

Основные подходы:

Для разработки перспективных ресурсов газа будут созданы привлекательные условия по развитию комплексной инфраструктуры, включая мощности по

подготовке и переработке сырого газа, в том числе путем внедрения новой модели ценообразования на товарный и сжиженный газ.

Будут реализованы проекты модернизации, расширения и строительства новых объектов, развиты экономически выгодные газотранспортные маршруты транзита и экспорта.

Газификация северных регионов будет осуществлена за счет реализации 2 – 3 этапов строительства магистрального газопровода "Сары-Арка".

Будет осуществлен поэтапный переход от регулирования и распределения СНГ в рамках плана поставки к реализации СНГ через товарную биржу.

Развитие инфраструктуры газомоторного топлива активизирует грузоперевозки на трансконтинентальном маршруте "Западная Европа – Западный Китай".

5.6. Нефтегазохимическая промышленность

Основные принципы:

эффективность использования первичных ресурсов;

рост производительности и технологичности нефтегазохимии;

индивидуальный подход по мерам государственной поддержки.

Основные подходы:

Будут приняты меры государственной поддержки крупных проектов нефтегазохимии, в том числе за счет строительства производственных инфраструктурных объектов по извлечению необходимых фракций (этана, пропана и бутана).

Будет обеспечено строительство II очереди инфраструктуры СЭЗ "НИНТ".

Будет внедрен механизм специального соглашения об инвестициях для крупных нефтегазохимических комплексов по принципу "одного документа".

5.7. Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Основные принципы:

реализация политики в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, которая является на сегодняшний день одним из приоритетных инструментов модернизации в секторах экономики;

снижение нерационального энергопотребления и сокращение неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

Основные подходы:

В сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности будет действовать единый документ национального уровня.

Будут созданы устойчивые механизмы финансовой поддержки (с учетом согласия получателей на раскрытие банковской тайны органам государственного аудита) для энергоэффективных проектов путем привлечения грантовых/заемных средств.

Будут установлены индикаторы по снижению энергоемкости для каждой отрасли и предприятия.

Будет усилен государственный контроль в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Будет принята Концепция развития сферы энергосбережения и повышения энергоэффективности и создан Государственный энергетический реестр.

Раздел 6. Целевые индикаторы и ожидаемые результаты

Целевой индикатор 1

Выработка электрической энергии с учетом потребности экономики – 131,9 миллиарда киловатт-часов к 2026 году.

Ожидаемый результат:

Покрытие потребности экономики и населения в электрической энергии на 100 %.

Целевой индикатор 2

Доля электроэнергии от возобновляемых источников энергии – 7 % в 2026 году от общего объема производства.

Ожидаемый результат:

Увеличение объема выработки электрической энергии от возобновляемых источников энергии по сравнению с 2020 годом в 2 раза.

Целевой индикатор 3

Добыча угля – 115 миллионов тонн к 2026 году.

Ожидаемый результат:

Покрытие потребности энергопроизводящих предприятий, бюджетных организаций и населения в угольной продукции на 100 %.

Целевой индикатор 4

Добыча нефти – 98,8 миллиона тонн к 2026 году.

Ожидаемый результат:

Обеспечение доли добычи сырой нефти и газового конденсата в структуре ВВП страны на уровне 10 %.

Целевой индикатор 5

Уровень газификации страны – 61 % к 2026 году.

Ожидаемый результат:

Обеспечение доступа населения к природному газу – 11,5 миллиона человек.

Целевой индикатор 6

Объем производства нефтегазохимической продукции с накоплением – 1200 тысяч тонн к 2026 году

Ожидаемый результат:

Увеличение доли продукции высоких переделов и рост несырьевого экспорта в 6 раз от уровня 2021 года.

Целевой индикатор 7

Снижение энергоемкости ВВП Казахстана от уровня 2008 года на 46,6 % к 2026 году.

Ожидаемый результат:

Объем потребления первичных энергетических ресурсов – 78,6 миллиона тонн нефтяного эквивалента.

Приложение
к Концепции развития
топливно-энергетического
комплекса Республики
Казахстан
на 2022 – 2026 годы

План действий

по реализации Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы

№ п/п	Наименование реформ /основных мероприятий	Форма завершения	Срок завершения	Ответственные исполнители
1	2	3	4	5
	Направление 1: Электроэнергетическая отрасль Целевой индикатор 1. Выработка электрической энергии с учетом потребности экономики – 131,9 миллиарда киловатт-часов к 2026 году: 2022 год – 114,9 миллиарда киловатт-часов; 2023 год – 121,9 миллиарда киловатт-часов; 2024 год – 125,8 миллиарда киловатт-часов; 2025 год – 129,7 миллиарда киловатт-часов.			МЭ, МИО, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)
	Целевой индикатор 2. Доля электроэнергии от возобновляемых источников энергии – 7 % от общего объема производства к 2026 году: 2022 год – 4 %; 2023 год – 5 %; 2024 год – 5,5 %; 2025 год – 6 %.			МЭ, МИО, АО "KEGOC" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
	Реформа 1. Формирование энергетического комплекса, отвечающего требованиям устойчивого развития экономики			
	Мероприятие 1:			

1	разработка проекта Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике"	проект Закона Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МИИР, МНЭ, МФ, МИО
2	Мероприятие 2: внесение изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам теплоэнергетики	проект Закона Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МНЭ, МФ, МИИР, МИО, АЗРК (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию)
3	Мероприятие 3: разработка стратегического документа развития электроэнергетической отрасли до 2035 года	проект постановления Правительства Республики Казахстан	2023 год	МЭ, МНЭ, МИИР, МЭГПР, МФ, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
4	Мероприятие 4: внедрение механизма централизованной покупки электрической энергии	проект Закона Республики Казахстан	2023 год	МЭ, МНЭ, АЗРК (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию), ТОО "РФЦ по поддержке ВИЭ" (по согласованию)
5	Мероприятие 5: ввод балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени	проект Закона Республики Казахстан	2023 год	МЭ, МНЭ, АО "KEGOC" (по согласованию)
6	Мероприятие 6: определение оптимального маршрута воздушной линии электропередачи для присоединения электрических сетей Западного Казахстана к ЕЭС РК	ТЭО	2023 год	АО "KEGOC" (по согласованию), МЭ
	Мероприятие 7: ввод электрических мощностей путем			

7	реализации 8 инвестиционных соглашений	акт ввода	2026 год	АО "КЕГОС" (по согласованию), МЭ
8	Мероприятие 8: усиление функций Комитета атомного и энергетического надзора и контроля МЭ РК	проект Закона Республики Казахстан	2023 год	МЭ, МНЭ, МФ
9	Мероприятие 9: разработка стандартов для технологии Smart metering (Умный учет энергоресурсов), систем коммуникаций	утвержденный стандарт	2025 год	МЭ, МЦРИАП, МТИ КТРМ, МИИР, АО "КОРЭМ" (по согласованию)
10	Мероприятие 10: обеспечение инфраструктурой передачи данных для объектов энергопредприятий в рамках проекта Smart Grid (Умные сети электроснабжения) в соответствии с согласованным перечнем	акт ввода	2025 год	МЦРИАП, МЭ, МИИР, АО "КОРЭМ" (по согласованию)
11	Мероприятие 11: создание модуля "Цифровая карта генерации" (для технического мониторинга электростанций)	приказ МЭ	2023 год	МЭ, АО "КОРЕМ" (по согласованию)
12	Мероприятие 12: создание модуля "Система управления рисками"	приказ МЭ	2023 год	МЭ, АО "КОРЕМ" (по согласованию), АО "НИТ" (по согласованию)
13	Мероприятие 13: создание модуля "Передача и распределение электрической энергии", цифровая	приказ МЭ	2025 год	

	система учета и мониторинга электрических сетей			МЭ, АО "КОРЭМ" (по согласованию)
14	Мероприятие 14: проведение ежегодных аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ	заключение договоров	до 2025 года	МЭ, МИО, АО "КЕГОС" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
15	Мероприятие 15: реализация 48 проектов ВИЭ мощностью 857,5 мегаватт	ввод в эксплуатацию	2022 – 2026 годы	МЭ, АО "КЕГОС" (по согласованию), ТОО "РФЦ по ВИЭ" (по согласованию)
16	Мероприятие 16: регламентация механизма двусторонних контрактов между объектами ВИЭ и потребителями (в том числе майнерами)	проект Закона Республики Казахстан	2023 год	МЭ, АО "КЕГОС" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
17	Мероприятие 17: реализация проектов ВИЭ с системами накопления электроэнергии	аукционы с накопителями	2025 год	МЭ, АО "КЕГОС" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
18	Мероприятие 18: проведение семинаров-тренингов в части применения зеленых технологий, в том числе и маломасштабных ВИЭ, в секторах городского и сельского хозяйства	семинары, размещение пресс-релизов	ежегодно	МЭ, МФ, МНЭ, МИО, АО "КЕГОС" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию), НПП "Атамекен" (по согласованию)
Реформа 2. Развитие атомной промышленности				
19	Мероприятие 1: проведение опытно-промышленной добычи по участкам	отчет	2024 год	

	6 и 7 месторождения Буденовское	технико-экономического обоснования кондиций		АО "НАК Казатомпром"
20	Мероприятие 2: подсчет запасов урана по участку 2 месторождения Инкай	протокол Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых с постановкой запасов категорий С1 и С2 на государственный баланс по участку	2024 год	АО "НАК Казатомпром" (по согласованию)
21	Мероприятие 3: диверсификация транспортных маршрутов для экспорта урановой продукции из Республики Казахстан	информация в Правительство Республики Казахстан	2023 год	АО "НАК Казатомпром" (по согласованию)
22	Мероприятие 4: расширение сотрудничества по экспорту урановой продукции	информация в Правительство Республики Казахстан	2025 год	АО "ФНБ "Самрук Қазына" (по согласованию), АО "НАК Казатомпром" (по согласованию)
23	Мероприятие 5: завершение проведения вневедомственной экспертизы рабочего проекта по аффинажному производству АО "УМЗ" и принятие решения корпоративными органами АО "УМЗ", АО "НАК Казатомпром" о целесообразности дальнейшей реализации проекта	протоколы корпоративных органов АО "УМЗ", АО "НАК Казатомпром"	2025 год	АО "НАК Казатомпром" (по согласованию), АО "ФНБ Самрук-Қазына" (по согласованию)
Реформа 3. Развитие атомной энергетики				
24	Мероприятие 1: выбор района размещения атомной электрической станции	протокол МВК	2022 год	МЭ, АО "ФНБ "Самрук-Қазына" (по согласованию),

25	Мероприятие 2: выбор реакторных технологий	информация в Правительство Республики Казахстан	2023 год	МЭ, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию)
26	Мероприятие 3: начало предпроектных работ по строительству атомной электрической станции	информация в Правительство Республики Казахстан	2024 год	АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), МЭ
27	Мероприятие 4: проведение информационно-раз ьяснительной работы среди населения о значении безопасной атомной энергетики	информация в Правительство Республики Казахстан	ежегодно	АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), МЭ, МИОР
28	Мероприятие 5: подготовка квалифицированны х кадров для эксплуатации АЭС	информация в Правительство Республики Казахстан	ежегодно с начала практической реализации проекта строительства АЭС	МНВО, МЭ, АО " Ф Н Б Самрук-Қазына" (по согласованию)
Направление 2. Угольная промышленность Целевой индикатор 3. Добыча угля – 115 миллионов тонн к 2026 году: 2022 год – 111 миллионов тонн; 2023 год – 112 миллионов тонн; 2024 год – 113 миллионов тонн; 2025 год – 114 миллионов тонн.				М И И Р , угледобывающие предприятия (по согласованию)
Реформа 4. Выпуск продукции, соответствующей международным стандартам и нормам				
29	Мероприятие 1: разработка стандартов по углю и продуктам его переработки	приказ председателя Комитета технологического регулирования и метрологии Министерства торговли и интеграции Республики Казахстан	ежегодно	МИИР, МТИ, МЭ, угледобывающие предприятия (по согласованию), АО " Ф Н Б Самрук-Қазына" (по согласованию)
30	Мероприятие 2: утверждение технического регламента Республики	приказ Министра индустрии и инфраструктурного	2023 год	МИИР, МНЭ, МТИ, угледобывающие предприятия (по

	Казахстан "развития Требования к углям Республики и продуктам их Казахстана переработки"			согласованию), АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию)
31	Мероприятие 3: реализация проекта " Циклично-поточная технология добычи угля на разрезе " Богатырь"	в в о д в эксплуатацию	2023 год	МИИР, МЭ, МИО, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию)
Направление 3. Нефтяная промышленность Целевой индикатор 4. Добыча нефти – 98,8 миллиона тонн к 2026 году: 2022 год – 82,88 миллиона тонн; 2023 год – 92,6 миллиона тонн; 2024 год – 98,1 миллиона тонн; 2025 год – 103,2 миллиона тонн.				МЭ, АО "НК" КазМунайГаз" (по согласованию)
Реформа 5. Завершение крупных проектов добычи нефти				
32	Мероприятие 1: завершение проекта будущего расширения/ проекта управления устьевым давлением	в в о д в эксплуатацию	2024 год	Т О О Тенгизшевройл" (по согласованию)
33	Мероприятие 2: реализация проекта расширения месторождения Карачаганак	ввод в эксплуатацию	2025 год	Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в. (по согласованию)
34	Мероприятие 3: внедрение механизма Улучшенного модельного контракта	внесение поправок в Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", Налоговый кодекс Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МНЭ, МФ, МЭГПР
35	Мероприятие 4: предоставление преференций для поддержки и стимулирования з р е л ы х месторождений	внесение поправок в Налоговый кодекс Республики Казахстан	2024 год	МНЭ, МЭ, МФ

Реформа 6. Совершенствование транспортных маршрутов экспорта нефти и газового конденсата

36	<p>Мероприятие 1: продление Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации по сотрудничеству в области транспортировки российской нефти через территорию Республики Казахстан в Китайскую Народную Республику на период 2024 – 2033 годы</p>	ратификация Соглашения	2023 год	МЭ, МНЭ, МФ, МИИР, МИД, АО " НК "КазМунайГаз" (по согласованию)
37	<p>Мероприятие 2: принятие мер по расширение нефтепровода " Кенкияк – Атырау" в режиме реверс до 12 миллионов тонн в год</p>	информация в АП	2023 год	МЭ, АО "ФНБ " Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК КазМунайГаз" (по согласованию), АО "КазТрансОйл" (по согласованию), АО "СНПС" (по согласованию)
38	<p>Мероприятие 3: реализация проекта устранения узких мест нефтепровода КТК</p>	акт ввода	2023 год	МЭ, АО "НК " КазМунайГаз" (по согласованию)
	<p>Мероприятие 4: развитие Транскаспийского</p>	увеличение объемов транспортировки		МЭ, МТИ, МИИР, АО "ФНБ " Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "КТЖ" (по согласованию), АО "НК " КазМунайГаз" (по согласованию), " Тенгизшевройл" (по согласованию),

39	транспортного международного маршрута	нефти по данным направлениям	2026 год	НСОС (по согласованию), Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в. (по согласованию), АО "Актауский морской торговый порт" (по согласованию)
40	Мероприятие 5: развитие экспортного направления в Китайскую Народную Республику	увеличение объемов транспортировки нефти по данному направлению	2026 год	МЭ, МИИР, АО "ФНБ", Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "КТЖ" (по согласованию), АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), "Тенгизшевройл" (по согласованию), НСОС (по согласованию), Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в. (по согласованию), АО "Актауский морской торговый порт" (по согласованию)
Реформа 7. Реформирование рынка горюче-смазочных материалов				
41	Мероприятие 1: принятие поправок в Закон Республики Казахстан "О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов" по исключению непродуктивных посредников в системе поставок нефти и нефтепродуктов	проект Закона Республики Казахстан	2022 год	МЭ
	Мероприятие 2: принятие поправок в Закон Республики Казахстан "О			

42	государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов" по усилению требований к НПЗ (осуществлять производство востребованных нефтепродуктов в объеме не менее 45 % масс. от общего производства продукции)	проект Закона Республики Казахстан	2025 год	МЭ, МНЭ, МЮ, АО "НК" "КазМунайГаз" (по согласованию), О Ю Л "KAZENERGY" (по согласованию),
43	Мероприятие 3: утверждение порядка и требований по оснащению производственных объектов баз нефтепродуктов контрольными приборами учета	приказ МЭ	2023 год	МЭ, МЦРИАП, МФ, АО "НИТ" (по согласованию)
44	Мероприятие 4: внедрение коммерческой комбинированной схемы нефтепереработки	проект Закона Республики Казахстан	2023 год	МЭ, АО "ФНБ" "Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК" "КазМунайГаз" (по согласованию)
45	Мероприятие 5: обеспечение единого технологического цикла от загрузки сырья до отгрузки продуктов на всех крупных НПЗ	информация в Правительство Республики Казахстан	2023 год	АО "ФНБ" "Самрук-Қазына" (по согласованию)
46	Мероприятие 6: маркетинговое исследование по прогнозу развития рынка нефтепродуктов, включая производство и потребление сжиженного нефтяного газа, рост	отчет по итогам исследований для принятия решений по строительству	2022 год	О Ю Л "KAZENERGY" (по согласованию), АО "НК"

	потребления в соседних государствах и транзитного грузопотока до 2035 года	новых и расширению действующих НПЗ		КазМунайГаз", (по согласованию), МЭ
47	Мероприятие 7: автоматизация плана поставки нефти и нефтепродуктов на базе СУНП	приказ о пилоте	2024 год	МЭ, АО "НИТ" (по согласованию)
48	Мероприятие 8: внедрение модуля контроля реализации нефтепродуктов на базе СУНП	информация в Правительство Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МЦРИАП, МВД, МСХ, НБ (по согласованию)
Направление 4. Газовая промышленность Целевой индикатор 5. Уровень газификации страны – 61% к 2026 году: 2022 год – 58,43 %; 2023 год – 59,5 %; 2024 год – 60 %; 2025 год – 60,5 %.				МЭ, МИО
Реформа 8. Повышение приоритета газовой отрасли путем расширения ресурсной базы и модернизации газотранспортной системы				
49	Мероприятие 1: реализация мероприятий, предусмотренных Комплексным планом развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2026 года	информация в Правительство Республики Казахстан	до 2026 года	МЭ, МНЭ, МФ, МИИР, МТСЗН, МЭГПР, АЗРК (по согласованию), АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)
50	Мероприятие 2: актуализация Генеральной схемы газификации Республики Казахстан	проект постановления Правительства Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МНЭ, МФ, МИО, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)
	Мероприятие 3: ввод в эксплуатацию газоперерабатывающего завода на основе сырья			МЭ, МИИР, МНЭ, МИД, МФ, МТСЗН, МТИ, АО "ФНБ" Самрук-Қазына" (по согласованию),

51	месторождения Кашаган мощностью 1,15 миллиарда кубических метров в год	акт ввода в эксплуатацию	2025 год	АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)
52	Мероприятие 4: строительство нового газоперерабатывающего завода на базе ТОО "Казахстанский газоперерабатывающий завод"	акт ввода в эксплуатацию	2024 год	МЭ, акимат Мангистауской области, АО "ФНБ "Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию), ТОО "КазГПЗ" (по согласованию)
53	Мероприятие 5: подключение к ИСУН 20 газовых месторождений	акт тестирования	2026 год	МЭ, АО "ИАЦНГ" (по согласованию), АО "НИТ" (по согласованию)
54	Мероприятие 6: локализация не менее 3-х установок на автоматизированных газораспределительных станциях магистральных газопроводов и АГНКС	акт ввода в эксплуатацию	2026 год	МЭ, АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)
<p>Направление 5. Нефтегазохимическая промышленность</p> <p>Целевой индикатор 6. Объем производства нефтегазохимической продукции с накоплением – 1200 тысяч тонн к 2026 году:</p> <p>2022 год – 256 тысяч тонн;</p> <p>2023 год – 920 тысяч тонн;</p> <p>2024 год – 1125 тысяч тонн;</p> <p>2025 год – 1128 тысяч тонн.</p>				<p>МЭ, МИИР, МНЭ, МИД, МФ, МТИ, МИО, АО "ФНБ "Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию), АО "УК "СЭЗ "НИНТ" (по согласованию)</p>
<p>Реформа 9. Переход от сырьевой направленности экономики страны к выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью</p>				
				МЭ, МИИР, МНЭ, МИД, МФ, МТИ, МИО, АО "ФНБ "

55	Мероприятие 1: ввод в эксплуатацию 3 нефтегазохимических заводов	акт ввода в эксплуатацию	2026 год	Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию), АО "УК "СЭЗ "НИНТ" (по согласованию)
56	Мероприятие 2: внедрение механизма специального соглашения об инвестициях для нефтегазохимических комплексов по принципу "одного документа"	внесение поправок в Предпринимательский и Налоговый кодексы Республики Казахстан	2022 год	МЭ, МНЭ, МФ, МИИР, МЭГПР, МИД, АО "ФНБ "Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию), АО "НК "KazakhInvest" (по согласованию), О Ю Л "KAZENERGY" (по согласованию)
57	Мероприятие 3: обеспечение строительства инфраструктуры II очереди на территории СЭЗ "НИНТ"	акт ввода в эксплуатацию	2026 год	МНЭ, МФ, МЭ, МИИР, АО "ФНБ "Самрук-Қазына" (по согласованию), АО "Samruk-Kazyna Construction" (по согласованию), ТОО "Karabatan Utility Solutions" (по согласованию)
Направление 6. Энергосбережение и повышение энергоэффективности Целевой индикатор 7. Снижение энергоемкости ВВП Казахстана от уровня 2008 года на 46,6 % к 2026 году 2022 год – 40,5 %; 2023 год – 42,1 %; 2024 год – 43,6 %; 2025 год – 45,2 %; 2026 год – 46,6 %.				МИИР
Реформа 10. Совершенствование системы энергосбережения				
	Мероприятие 1: принятие Концепции по развитию энергосбережения и	постановление		

58	повышению энергоэффективности, включающей конкретные меры по отраслям экономики на 2023 – 2027 годы	Правительства Республики Казахстан	2023 год	МИИР, ИРЭЭ (по согласованию)
59	Мероприятие 2: полный мониторинг энергопотребления бюджета	о т ч е т государственного энергетического реестра	ежегодно	МИИР, ИРЭЭ (по согласованию)
60	Мероприятие 3: повышение доли энергоэффективного оборудования в государственных закупках	о т ч е т государственных закупок	ежегодно	МИИР

Примечание: расшифровка аббревиатур:

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;

АЗРК – Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан;

МНВО – Министерство науки и высшего образования Республики Казахстан;

МТСЗН – Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан;

МИО – местные исполнительные органы;

ТОО "РФЦ по поддержке ВИЭ" – товарищество с ограниченной ответственностью "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии";

ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью;

ОЮЛ – объединение юридических лиц;

МИИР – Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан;

МФ – Министерство финансов Республики Казахстан;

НКОК – Норт Каспиан Оперейтинг Компани;

АСПР – Агентство по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан;

МТИ – Министерство торговли и интеграции Республики Казахстан;

КТРМ МТИ – Комитет технологического регулирования и метрологии Министерства торговли и интеграции Республики Казахстан;

МИД – Министерство иностранных дел Республики Казахстан;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

АО "УМЗ" – акционерное общество "Ульбинский металлургический завод";

НАК – национальная атомная компания;

АО "НИТ" – акционерное общество "Национальные информационные технологии";

ФНБ – Фонд национального благосостояния;

СЭЗ "НИНТ" – специальная экономическая зона "Национальный индустриальный нефтехимический технопарк";

НК – национальная компания;

НПП – Национальная палата предпринимателей;

МНЭ – Министерство национальной экономики Республики Казахстан;

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

АО "ИРЭЭ" – акционерное общество "Институт развития электроэнергетики и энергосбережения";

АО "КОРЭМ" – акционерное общество "Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности";

АО "KEGOC" – акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company);

МЭ – Министерство энергетики Республики Казахстан.