

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

Правительство Республики Казахстан ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. В постановлении Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года»:

Концепцию развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года (далее - Концепция) изложить в новой редакции согласно приложению к указанному постановлению.

2. Центральным государственным и местным исполнительным органам Республики Казахстан принять необходимые 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. Мамин

Приложение
к постановлению Правительства
Республики Казахстан
от «___» 2020 года
№ _____

Утверждена
Постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 28 июня 2014 года №724

Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики
Казахстан до 2030 года

Содержание

Введение

- 1 Анализ текущей ситуации**
- 2 Обзор международного опыта**
- 3 Тенденции и видение развития сферы**
- 4 Этапы реализации концепции и ожидаемые результаты**
- 5 Перечень нормативных правовых актов, посредством которых
будет реализована Концепция**

Введение

Топливо-энергетический комплекс (далее – ТЭК) играет ключевую роль в экономическом и социальном благополучии Республики Казахстан. Страна обладает богатейшими ресурсами нефти, газа, угля, урана и возобновляемых источников энергии.

Доходы от продажи продукции отраслей ТЭК позволяют активно развивать инфраструктуру Казахстана, осуществлять трансфер передовых технологий, способствуют инновационному развитию экономики, гарантируют занятость значительной части трудоспособного населения, способствуют развитию социальной сферы.

Однако развитие ТЭК в парадигме прошлого века ставит под угрозу достижение стратегических целей Республики Казахстан, может привести к снижению энергобезопасности страны, ухудшает состояние экологии и создает дополнительные риски для экономического роста. Будущие поколения должны жить в процветающей стране и быть благодарны за рациональное и эффективное использование ресурсного богатства.

Для этого стране необходимо совершить технологический рывок при развитии ТЭК, отвечая на вызовы и ограничения, стоящие перед отраслями ТЭК, опираться на сильные стороны отраслей и чутко реагировать на открывающиеся возможности.

Политика развития отрасли будет основываться на увеличении объемов добычи, углублении переработки и обеспечении энергобезопасности страны.

Увеличение объемов добычи в среднесрочной перспективе будет реализовано в рамках Кашаганского месторождения и проекта будущего расширения Тенгизского месторождения. Будут внедрены комплексные информационно-технологические платформы для управления природными ресурсами.

Продолжится работа по развитию технологий и инфраструктуры для переработки нефти, производства нефтепродуктов, соответствующих высоким мировым стандартам, и попутного нефтяного газа.

Учитывая мировые тенденции, в частности динамичный рост возобновляемых источников энергии в мировом энергобалансе, прогнозируемое снижение спроса на нефтепродукты в качестве топлива, ожидается, что в перспективе нефть и газ в основном будут использоваться для выпуска нефтегазохимической продукции высокой добавленной стоимости.

Ввиду высокой наукоемкости и капиталоемкости развитие нефтегазохимического сектора будет осуществляться на базе кластерного подхода. Вокруг базового нефтегазохимического производства будут создаваться предприятия, которые будут выпускать изделия бытового и промышленного назначения.

Для создания экономически рентабельных условий для переработки нефти будут проработаны вопросы по пересмотру экспортных таможенных пошлин и акцизов на различные виды нефтепродуктов.

Нам необходимо перейти от простых поставок сырья к сотрудничеству в области переработки энергоресурсов и обмену новейшими технологиями (*Стратегия "Казахстан-2050": новый политический курс состоявшегося государства*).

Казахстан продолжит развивать атомную отрасль. В целях выстраивания полного цикла создания ядерного топлива на базе Ульбинского металлургического завода в Восточно-Казахстанской области будет построен завод по производству тепловыделяющих сборок для атомных электростанций.

Политика по развитию электроэнергетики будет направлена на обеспечение сбалансированного и устойчивого развития генерации и транспортировки, а также снижение себестоимости электроэнергии. Основными направлениями станут модернизация и строительство приоритетных энергообъектов, необходимых для обеспечения потребности внутреннего рынка и приемлемого уровня тарифов для промышленности с целью сохранения конкурентного преимущества казахстанских товаропроизводителей на внутреннем и внешнем рынках.

Для решения проблем сегмента производства электроэнергии планируются разработка и внедрение модели оптовых рынков электроэнергии и мощности (целевая модель), в рамках которой

рассматривается функционирование рынков электроэнергии и мощности с конкурентным ценообразованием. Усовершенствование системы регулирования тарифов позволит снизить себестоимость электроэнергии. Повысится экологичность и эффективность работы производителей электроэнергии.

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

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

Дальнейшее развитие получают возобновляемые источники энергии.

1. Анализ текущей ситуации

1.1. Электроэнергетическая промышленность

Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны.

Для Республики Казахстан электроэнергетика имеет особое значение, поскольку конкурентоспособность ключевых отраслей экономики и качество жизни населения во многом зависят от надежного и качественного энергоснабжения потребителей по доступным ценам.

В результате проведенных реформ сформированы рынки электрической и тепловой энергии, субъектами которых являются энергетические предприятия различной формы собственности.

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан

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

Роль системообразующей сети в единой электроэнергетической системе Казахстана выполняет национальная электрическая сеть (*далее – НЭС*), которая обеспечивает электрические связи между регионами республики и энергосистемами сопредельных государств (Российской Федерации, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан), а также выдачу электрической энергии электрическими станциями и ее передачу оптовым потребителям.

В состав НЭС входит 297 линий электропередачи напряжением 35 – 1150 кВ (*далее – кВ*), общая протяженность которых по цепям составляет 24,4 тыс. км. Также на балансе находятся 76 электрических подстанции напряжением 35 – 1150 кВ. Управление НЭС осуществляет АО «KEGOC».

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

Северная зона включает в себя Восточно-Казахстанскую, Павлодарскую, Акмолинскую, Карагандинскую, Северо-Казахстанскую, Костанайскую, Актюбинскую, Алматинскую области, города Нур-Султан и Алматы.

В Южную зону входят Жамбылская, Кызылординская, Туркестанская области, город Шымкент и район Байконур.

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

Системный оператор осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление ЕЭС РК, обеспечивает параллельную работу с энергосистемами других государств, поддерживает баланс в энергосистеме.

В настоящее время системным оператором является АО «KEGOC».

На сегодня ЕЭС РК работает устойчиво. Полностью обеспечена системная надежность, потребность экономики и населения в электроэнергии удовлетворена.

Производство электроэнергии

Производство электроэнергии в Казахстане осуществляют свыше 150 электрических станций различной формы собственности.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электрические станции промышленного назначения и электрические станции регионального назначения.

Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2020 года составляет 22 936,58 МВт, возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) суммарной мощностью 1361 МВт (*21 ВЭС- 335,9 МВт; 37 СЭС–797,6 МВт; 37 ГЭС – 224,6 МВт; 4 БиоЭС – 2,82 МВт*).

Располагаемая мощность электростанций составила 19,6 тыс. МВт в зимний период и 17,48 тыс. МВт в летний период. При этом годовой максимум электрической нагрузки в ноябре 2019 году составил 15,18 тыс. МВт.

Доля генерирующих источников по видам топлива распределена следующим образом:

на угле – 69,7 %;

на газе – 20,0 %;

на мазуте – 0,1 %;

гидроэлектростанции (без малых ГЭС) – 9,0 %;

ВИЭ (СЭС, ВЭС, малые ГЭС, БГУ) – 1,2 %.

Потребление электрической энергии

В 2019 году потребление электроэнергии в Казахстане по сравнению с 2018 годом увеличилось на 1,9% и составило 105 193,1 млн. кВтч.

В разрезе зон Республики Казахстан рост потребления в 2019 году зафиксирован в Южной зоне на 740,6 млн. кВт*ч (или на 3%), в Северной

зоне на 1 197,3 млн. кВт*ч (или на 2%) и в Западной зоне на 26,9 млн. кВт*ч (или на 0,2%).

В структуре потребления электрической энергии по Казахстану основную долю занимают крупные потребители, доля которых в 2019 году составляет порядка 33,3% от общего потребления электроэнергии по республике (или 35 050,6 млн. кВт*ч).

Формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

Общий электроэнергетический рынок планируется сформировать путем интеграции национальных рынков электроэнергии Армении, Белоруссии, Казахстана, Кыргызстана и России. Государства-члены ЕАЭС проведут поэтапное формирование ОЭР на основе параллельно работающих электроэнергетических систем с учетом приоритетного обеспечения электрической энергией внутренних потребителей государств-членов.

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

В 2018 году объем выработанной государствами-членами ЕАЭС электроэнергии составил 1260 млрд. кВтч, что составило 5,1% от мирового производства электроэнергии.

Общие показатели государств-членов ЕАЭС в электроэнергетической отрасли в 2018 году

Показатели	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	ЕАЭС
Установленная мощность, ГВт	3,3	10,1	21,9	3,9	250,4	289,6
Производство, млрд. кВтч	7,8	38,8	106,8	15,6	1091,7	1260,7
Потребление, млрд. кВтч	5,9	37,8	103,2	13,3	1076,2	1236,4
Экспорт, млрд. кВтч	1,6	1,0	3,6	0,7	16,7	23,6
Импорт, млрд. кВтч	0,15	0,05	0	0	5,1	5,3

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

Внедрение цифровых технологий в электроэнергетику

В ближайшие десятилетия цифровые технологии сделают энергетические системы во всем мире более связанными, интеллектуальными, эффективными, надежными и устойчивыми. Основой

будущих энергосистем является обеспечение разумной цифровизации всех элементов энергосистемы от генерации до потребления.

Задача построения и эффективного функционирования интеллектуальной энергосистемы затрагивает всех участников электроэнергетической отрасли: генерацию, передачу, распределение, сбыт, потребление и системное оперирование. Внедрение полного учета потребляемой и производимой энергий, так называемой системы Smartmetering, и в дальнейшем автоматическая обработка больших данных (bigdata) позволят систематизировать управление нагрузкой (demandresponse), в том числе за счет совершенствования тарифной политики для конечных потребителей.

Ключевым направлением инновационного преобразования энергетических систем различных стран мира является переход к интеллектуальной энергетике, так называемой «SmartGrid». Интеллектуальная энергетика затрагивает всех участников электроэнергетической отрасли: генерацию, передачу, распределение, сбыт, потребление и системное оперирование.

В настоящее время цифровые технологии в электроэнергетику внедряются в магистральных электрических сетях АО «КЕГОС»: микропроцессорные устройства релейной защиты, система диспетчерского управления SCADA, система коммерческого учета АСКУЭ, оптоволоконные линии связи, управляемые шунтирующие реакторы, фазоповоротные трансформаторы.

1.1.1. Анализ государственной политики

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

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

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

Министерство индустрии и инфраструктурного развития осуществляет политику в области электроснабжения и теплоснабжения в пределах населенных пунктов.

Местные исполнительные органы осуществляют субсидирование затрат энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона в порядке и контроль за эксплуатацией и техническим состоянием котельных, тепловых сетей и теплоиспользующих установок потребителей, осуществляет строительство и эксплуатация сетей электроснабжения, находящихся в коммунальной собственности.

Государственная политика в электроэнергетической отрасли направлена: на внедрение новой тарифной политики в электроэнергетике, стимулирующей инвестиции в отрасль;

укрупнение региональных электросетевых компаний;

введение механизма Единый закупщик на рынке мощности;

предоставление юридическим лицам, осуществляющим проектирование, строительство и эксплуатацию объектов по использованию возобновляемых источников энергии, инвестиционных преференций в соответствии с Предпринимательским кодексом Республики Казахстан;

совершенствование традиционных источников энергии;

перевод существующих угольных ТЭЦ на газ;

модернизация существующих угольных электростанций;

снижение выбросов углекислого газа при производстве электроэнергии.

Реализация государственной политики в сфере развития возобновляемой энергетики в Казахстане проводится планомерная и взвешенная работа, направленная с одной стороны на увеличение доли производства электрической энергии возобновляемыми источниками энергии, а с другой стороны поиском баланса интересов потребителей, с тем, чтобы увеличение производства «чистой» энергии в стране не отразилось на увеличении тарифов электрической энергии. Стоит отметить, что дешевая угольная генерация страны является одним из конкурентных преимуществ экономики Казахстана.

Применение такой государственной политики стало во многом решающим фактором перехода к механизму аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ, поскольку именно такой механизм, используемый во многих странах мира, позволяет создать конкурентное поле, снизить цены и отобрать наиболее эффективные проекты. Казахстан решил последовать этому мировому тренду.

1.1.2. Ключевые проблемы электроэнергетической отрасли

Системными вопросами электроэнергетической отрасли, требующими решения, являются:

недостаточный уровень привлекаемых инвестиций в секторы производства и передачи электрической энергии;

несогласованность государственной политики ввиду разделения полномочий между различными государственными органами;

недостаточный уровень внедрения цифровых технологий;

изолированная работа Западной зоны ЕЭС РК;

нехватка профессиональных кадров;

низкий уровень оплаты труда в отрасли;

высокий уровень травматизма на энергетических предприятиях;

отсутствие долгосрочных планов развития систем электро-и теплоснабжения регионов;

слабое развитие автономной и распределенной генерации, на уровне отдельных районов домохозяйств и фермерских хозяйств с использованием ВИЭ.

В секторе производства электрической энергии:

высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования энергопроизводящих организаций;

отсутствие заинтересованности энергопроизводящих организаций к внедрению энергоэффективных и энергосберегающих технологий;

дефицит маневренных электростанций;

ограниченный объем резервных электрических мощностей при быстром темпе ввода объектов по использованию ВИЭ;

неконтролируемый рост цены на топливо ввиду отсутствия прямого регулирования;

В секторе передачи электрической энергии:

высокий уровень износа электрических сетей;

дефицит электросетевых мощностей в ряде регионов;

давление на конечный тариф на электроэнергию большого количества энергопередающих организаций;

отсутствие механизма принятия на баланс и (или) в доверительное управление бесхозяйных электрических сетей и сетей, построенных за счет бюджета.

В сфере теплоснабжения:

отсутствие механизма, стимулирующего привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения;

высокий уровень износа тепловых сетей;

отсутствие отдельной нормативно-правовой базы, позволяющей сформировать эффективную государственную политику в сфере теплоснабжения, урегулировать взаимоотношения субъектов рынка централизованного теплоснабжения.

В части функционирования рынка электрической энергии:

недостаточный уровень развития рынка централизованной торговли электрической энергией, в том числе спотовых торгов;

отсутствие прозрачной системы заключения договоров между субъектами рынка;

низкий уровень конкуренции между субъектами рынка.

Экологическими проблемами электроэнергетической отрасли являются:

низкая эффективность действующих установок золоулавливания и газоочистки;

действующие нормативы выбросов вредных веществ, значительно уступающие нормативам передовых стран;

неразвитость переработки золошлаковых отходов энергоисточников;

отсутствие эффективного оборудования для контроля эмиссии загрязняющих веществ на электростанциях и районных котельных;

низкий уровень внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий.

1.2 Угольная промышленность

Угольная промышленность является одной из важнейших ресурсных отраслей Республики Казахстан. По запасам углей Казахстан входит в десятку стран-лидеров. Государственным балансом учтены запасы по 49 месторождениям и составляют 33,6 миллиард тонна (далее- млрд. тонна) , в том числе каменных – 21,5 млрд. тонн, бурых углей – 12,1млрд.т. Более 90% разведанных запасов угля сосредоточены 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.

За годы независимости Республики Казахстан угледобывающими предприятиями добыто около 2,3 млрд.т. угля, более 600,0 миллион тонна (далее- млн.т.) экспортировано в ближнее и дальнее зарубежье.

Сегодня угольная отрасль республики обеспечивает выработку в Казахстане порядка 70% электроэнергии, стопроцентную загрузку коксохимического производства, полностью удовлетворяет потребности в топливе коммунально-бытового сектора и населения.

Рынок энергетического угля в Казахстане относительно фрагментирован – крупнейшим игроком, обеспечивающим 45% добычи энергетического угля, является компания «Богатырь Комир» (акционеры – АО «Самрук-Энерго» и ОК «РУСАЛ»), вторым игроком по объему добычи являются компании в составе «ERG» (разрез «Восточный»), далее идут «Казахмыс», «Ангренсор-Энерго» и прочие.

Ресурсная база энергетического угля характеризуется значительным объемом запасов, однако отличается высоким содержанием золы и относительно низкой теплотворностью. Значительную долю запасов энергетического угля составляет бурый уголь – порядка 56%, длиннопламенный каменный уголь формирует 14% запасов, каменный уголь битуминозного качества формирует оставшиеся 30%. Запасы каменного угля битуминозных марок сконцентрированы в Экибастузском бассейне и отличаются крайне высокой зольностью (42%). В Казахстане также присутствуют значительные запасы коксующегося угля преимущественно качественных марок К и КЖ.

Основная доля добываемого энергетического угля идет на нужды электроэнергетической отрасли более 50%, остальной объем – на коммунально-бытовые нужды населения, а также на промышленные предприятия.

1.2.1. Анализ государственной политики

На сегодняшний день достигнута высокая либерализация взаимоотношений на угольном рынке. Государственные органы не вмешиваются во внутренние дела угледобывающих предприятий, за исключением контроля за контрактными и другими обязательствами.

Запасы угля страны очень велики и для устойчивого функционирования экономики страны его хватит на несколько сотен лет. Казахстан будет проводить политику, направленную на глубокую комплексную переработку угля для получения продуктов с высокой добавленной стоимостью.

При реализации государственной политики в сфере развития возобновляемой энергетики в Казахстане проводится планомерная и взвешенная работа, направленная с одной стороны на увеличение доли производства электрической энергии возобновляемыми источниками энергии, а с другой стороны поиском баланса интересов потребителей, с тем, чтобы увеличение производства «чистой» энергии в стране не отразилось на увеличении тарифов электрической энергии. Стоит отметить, что дешевая угольная генерация страны является одним из конкурентных преимуществ экономики Казахстана.

Применение такой государственной политики стало во многом решающим фактором перехода к механизму аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ, поскольку именно такой механизм, используемый во многих странах мира, позволяет создать конкурентное поле, снизить цены и отобрать наиболее эффективные проекты. Казахстан решил последовать этому мировому тренду.

1.2.2. Ключевые проблемы

Мировые тенденции по переходу к «зеленой экономике» влияют на объемы потребления угля.

Увеличение экспорта казахстанского угля будет неконкурентоспособным вследствие сравнительно низкого качества и высоких транспортных издержек. Из-за высокой зольности и относительно низкой теплотворности казахстанский уголь может продаваться на экспортных рынках только со значительным дисконтом (от 30% до 50%). Из крупных месторождений исключение составляет Шубарколь, качество угля которого в целом соответствует экспортным стандартам.

Учитывая мировые тренды необходимо развивать углехимию и комплексную глубокую переработку угля. Это направление может обеспечить качественное изменение потребительских свойств продукции и, соответственно, увеличить ее рыночную цену, а самое главное — позволит выйти за пределы рынка энергетического угля.

Сегодня собственники угледобывающих предприятий недостаточно уделяют внимания вопросам получения продукта высокого передела из угля с высокой добавленной стоимостью.

1.3 Атомная промышленность

Атомная отрасль Республики Казахстан представлена в различных аспектах развития, включая атомную промышленность, науку и технику, развитие ядерной медицины, термоядерных и ускорительных технологий, эксплуатацию исследовательских ядерных реакторов. Важность диверсификации источников электрической энергии послужила причиной проведения комплекса работ по рассмотрению возможности строительства атомной станции в Республике Казахстан.

Атомная промышленность Казахстана включает в себя геологоразведку, добычу урана и получение из него концентратов природного урана, порошков оксидов урана и топливных таблеток диоксида урана.

Запасы урана

Казахстан располагает вторыми по величине (14% мировых запасов) достоверно подтверждёнными разведанными запасами урана в мире. 67 % из них пригодны для отработки методом подземного скважинного выщелачивания (далее - ПСВ), являющегося самым экологически безопасным и самым низкзатратным методом добычи урана.

В Казахстане из 56 разведанных месторождений с балансовыми запасами урана право недропользования предоставлено по 14 месторождениям, остальные 42 месторождения находятся в резерве.

По состоянию на 31 декабря 2019 года общий объем минеральных ресурсов (включая запасы) составляет 716,2 тыс. тонн 716,2 тысячи тонн (далее - тыс. тонн).

Национальным оператором Казахстана по экспорту и импорту урана и его соединений, ядерного топлива для атомных энергетических станций, специального оборудования и технологий определено АО «НАК «Казатомпром», одним из видов деятельности которого является разведка и добыча урана. По состоянию на 31 декабря 2019 года на долю АО «НАК «Казатомпром» приходилось 462,4 тыс. тонн минеральных ресурсов.

Добыча урана

За годы независимости Казахстана объём добычи урана вырос более чем в 28 раз – с 796 тонн в 1997 году до 22,8 тыс. тонн в 2019 году. С 2009 года Казахстан занимает первое место в мире по объёму добываемого природного урана. Такой устойчивый рост добычи стало возможным осуществить благодаря тому, что в урановой промышленности Казахстана приоритет отдавался добыче урана на наиболее рентабельных месторождениях (методом ПСВ с низкой себестоимостью добычи), что обусловило привлечение в страну значительного объема иностранных инвестиций в уранодобывающую промышленность страны.

Крупнейшим предприятием по добыче урана в Казахстане является АО «НАК «Казатомпром»: в 2019 году на его долю приходилось 13 291 тонн урана или 58% от общего показателя добычи по стране. Оставшаяся часть (42%) объемов добычи урана в Казахстане поступает в основном из

рудников, разработка которых ведется совместными (с АО «НАК «Казатомпром») предприятиями, с участием компаний из других стран мира таких как Канада, Франция, Япония, Китай и Россия.

Уранодобывающая промышленность страны повышает эффективность добычи посредством планирования объемов добычи, ориентируясь на кратко- средне- и долгосрочные потребности уранового рынка. В целях минимизации негативного давления на цену природного урана из-за превышения предложения над спросом, было принято решение снизить объемы добычи в Казахстане. С 2016 года, когда АО «НАК «Казатомпром» объявил о планах по снижению добычи урана, объем добычи в Казахстане уменьшился на 4,1 тыс. тонн за 2 года. Тенденция снижения добычи может быть сохранена, если сохранится неблагоприятная для уранодобывающих компаний конъюнктура на рынке природного урана.

Переработка урана

Добыча урана является начальной стадией ядерного топливного цикла (далее - ЯТЦ). Казахстан сохраняет присутствие в других стадиях ядерного топливного цикла (имеет доступ к услугам по изотопному обогащению урана в объеме до 2,5 млн. единиц разделительной работы (ЕРР) в год, производство порошков оксидов урана и топливных таблеток диоксида урана), которые обеспечивают дополнительную добавленную стоимость выпускаемой продукции. Так, в 2019 году АО «Ульбинский металлургический завод» произведено 86,1 тонн топливных таблеток, а в декабре 2019 года осуществлена поставка обогащенного гексафторида урана в Банк низкообогащенного урана Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ).

Принимая во внимание отсутствие собственного рынка сбыта продукции ЯТЦ, Казахстан изучает возможности инвестирования в те стадии дореакторного ЯТЦ, которые могут обеспечить долгосрочный и значительный рост добавленной стоимости. В настоящее время, компанией АО «НАК «Казатомпром» совместно с китайским партнером China General Nuclear Power Company (CGNPC) реализуется проект строительства завода по выпуску готового ядерного топлива (тепловыделяющих сборок, ТВС) на базе АО «Ульбинский металлургический завод» для рынка Китая.

Атомная энергетика

По результатам проведенного в 2018 году ТОО «Казахстанские атомные электрические станции» исследования строительства атомной электростанции (далее – АЭС) в Казахстане, наиболее предпочтительным районом размещения АЭС определен поселок Улькен Жамбылского района Алматинской области, оптимальная технология АЭС – на базе имеющихся на рынке реакторов поколения III+ с мощностью станции до 2,7 ГВт.

Принимая во внимание плотную электрическую нагрузку региона, присутствие дефицита мощностей, развитость и готовность электрических

сетей для включения новых электростанций, наиболее подходящим регионом для размещения АЭС является Южная зона ЕЭС Казахстана. Для более точного определения места потребуется разработка ТЭО, в рамках которого будет проведено сравнение 2-3 площадок.

Для уточнения экономических и технических параметров возможной АЭС и выбора реакторной технологии проводится анализ имеющихся на рынке реакторных технологий поколения III+.

Внедрение цифровых технологий в атомную отрасль

В рамках государственной программы «Цифровой Казахстан» ведется внедрение информационной системы «Цифровой рудник». Данная система является комплексной автоматизированной системой управления производственными бизнес-процессами уранодобывающих предприятий АО «НАК «Казатомпром».

1.3.1. Анализ государственной политики

Государственная политика в области использования атомной энергии осуществляется в соответствии с Законом Республики Казахстан от 12 января 2016 года «Об использовании атомной энергии».

С учетом завершения стадии активного развития добычи урана в рамках партнерств, Казахстан может либо увеличивать долю «Казатомпрома» в добыче, либо использовать партнерства для развития переделов ЯТЦ. Наиболее привлекательным, хотя и более труднодостижимым является вариант развития высокотехнологичных переделов посредством активного международного сотрудничества.

Развитие высокотехнологичных переделов с удерживанием доли НАК «Казатомпрома» в добыче является более приоритетным как с точки зрения перспектив развития отрасли, так и с точки зрения реализуемости. Выбранный вариант регулирования является привлекательным, так как позволит сохранить объем высокорентабельной ресурсной базы для создания продукта с высокой добавленной стоимостью. Успешная реализация модели обеспечит трансфер технологий и их развитие с учетом выполнения обязательств зарубежных партнеров.

14 мая 2020 года Главой государства был подписан Закон Республики Казахстан «О внесении изменения и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам гражданско-правовой ответственности в сфере использования атомной энергии». Закон предусматривает регулирование общественных отношений, возникающих в процессе функционирования ядерных установок в Республике Казахстан, а именно, в области гражданско-правовой ответственности операторов ядерных установок за причинение ядерного ущерба.

Основной задачей Закона является обеспечение реализации международных обязательств Республики Казахстан по приведению

внутреннего законодательства в соответствии с Венской конвенцией, содействие в развитии атомной отрасли, путем получения доступа к ядерным технологиям и обеспечение предоставления денежной компенсации пострадавшим в результате ядерного ущерба посредством финансового обеспечения.

Являясь лидером по добыче урана в мире, государственная политика в атомной отрасли направлена на повышение эффективности добычи и обеспечение стабильных поставок природного урана и продуктов высокого передела ЯТЦ. Также, необходимо расширение перерабатывающих мощностей и дальнейшая диверсификация переработки добытого урана по всей цепочке добавленной стоимости дореакторного ЯТЦ для обеспечения долгосрочной ценности.

Обеспечение ядерной и радиационной безопасности является одним из приоритетов государственной политика атомной отрасли, основные положения которого отражены в Законе Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года «О радиационной безопасности населения».

Государственная политика в сфере недропользования и добычи урана осуществляется согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании».

Также, проводится работа по обеспечению надлежащего уровня ядерной, радиационной и экологической безопасности на территории бывшего Семипалатинского испытательного полигона (далее – СИП) и прилегающих к нему земель, усилению государственного контроля в вопросах использования земель бывшего СИП, реабилитации загрязненных территорий, развитию научного потенциала Республики Казахстан, укрепления позиций Республики Казахстан страны в вопросах мирного использования ядерной энергии.

1.3.2. Ключевые проблемы атомной промышленности

1. Волатильность цен на уран по причине влияния многочисленных факторов, находящихся вне контроля страны.

2. Повышение тарифов или квот и санкционная политика ряда стран на ввоз импортируемого урана и продукции ЯТЦ.

3. Недостаточное финансирование научных исследований в области мирного использования атомной энергии.

4. Отсутствие системности в подготовке квалифицированных кадров для атомной отрасли Казахстана.

5. Существует риск быстрого истощения наиболее привлекательных месторождений, даже при текущих сдержанных планах по добыче природного урана.

6. Присутствие радиофобии у населения страны и недоверие к атомной энергетике.

1.4 Нефтяная промышленность

Добыча нефти

Нефтегазовый комплекс Казахстана играет значимую роль в развитии страны, обеспечивает значительную часть налоговых поступлений в бюджет страны и формирует около четверти валового внутреннего продукта (далее – ВВП).

Объем добычи нефти и газового конденсата в республике с обретения независимости вырос более чем в три с половиной раза: с 25 млн.т. до 90,5 млн.т. в год в 2019 году. Казахстан занимает 17 место среди стран в мире по добыче нефти.

Основная добыча углеводородов в Казахстане сосредоточена на трех крупнейших месторождениях: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган, разработка которых осуществляется созданными консорциумами с участием транснациональных вертикально-интегрированных компаний.

Для поддержания и увеличения добычи по крупным месторождениям реализуются проекты расширения и продления достигнутого уровня добычи.

К достижениям нефтегазового сектора Казахстана относится открытие месторождения Кашаган, которое входит в 10-ку крупнейших месторождений в мире. Достигнутый уровень добычи на Кашагане составляет 400 000 барр./сутки.

В рамках принятых нового Кодекса Республики Казахстан от 6 мая 2020 года «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» 25 декабря 2017 года О налогах и других обязательных платежах в бюджет (далее - Налоговый кодекс) и Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс о недрах и недропользовании) предусмотрены нормы по стимулированию геологоразведки, улучшению инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли и восполнению ресурсной базы.

Кроме того, Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан совместно с Министерством энергетики и АО «НК «Казмунайгаз» разрабатывается «Программа геологической разведки на 2021-2025 годы». Данная программа будет направлена на проведение региональных геолого-геофизических исследований, определения потенциальных перспектив нефтегазоносности, повышения степени изученности этих территорий, как базы для привлечения в дальнейшем частных инвестиций. На сегодняшний день Правительством утверждена Концепция данной государственной программы.

В рамках Проекта будущего расширения /Проекта управления устьевым давлением месторождения Тенгиз ожидается увеличение добычи на месторождении на 12 миллион тонн (далее- млн.тонн) в год.

Благодаря проектам по снятию производственных ограничений по газу (4-ый компрессор закачки газа (Этап 2М) и расширению Карачаганака (ПРК-1), который предусматривает установку 2-х новых компрессоров закачки газа (в 2023 году. и 2025 году) планируется поддержание полки добычи на месторождении Карачаганак на уровне 10-11 млн. тонн в год

По месторождению Кашаган проекты по расширению и увеличению добыче находятся на стадии разработки.

Вторая фаза проекта освоения месторождения предусматривает освоение восточной части Кашагана.

Переработка нефти и производство нефтепродуктов

В 2018 году завершилась комплексная программа реконструкции и модернизации отечественных нефтеперерабатывающих заводов.

Модернизация Шымкентского нефтеперерабатывающего завода завершилась в 2018 году, Атырауского нефтеперерабатывающего завода и Павлодарского нефтехимического завода - в 2017 году.

В результате модернизации увеличилось производство светлых нефтепродуктов, а именно: бензина - более чем в 2 раза, авиатоплива - в 3 раза, дизельного топлива - в 1,3 раза, что в свою очередь позволяет полностью обеспечить потребности внутреннего рынка.

Качество производимых нефтепродуктов соответствуют экологическим стандартам К-4, К-5.

Анализ баланса потребления и производства нефтепродуктов показывает, что первые дефициты по автобензинам и дизельному топливу могут возникнуть в начале 2030 годов. В перспективе для решения вопроса будущего дефицита возможно рассмотреть расширение производственных мощностей на ТОО «ПКОП».

Потребление нефтепродуктов на внутреннем рынке

Спрос на светлые нефтепродукты (автомобильный бензин, дизельное топливо, авиационный керосин) в РК определяется потребностями национальной экономики.

Потребность внутреннего рынка обеспечивают собственные нефтеперерабатывающие заводы РК. В случае возникновения дефицита отдельных продуктов, потребность покрывается за счет импорта – прежде всего, из Российской Федерации.

При этом необходимо отметить, что основной задачей Министерства энергетики РК является полное обеспечение внутреннего рынка ГСМ нефтепродуктами произведенных на НПЗ РК.

В структуре потребления светлых нефтепродуктов в Казахстане основную долю составляет дизельное топливо - в среднем около 50%. Затем автомобильный бензин (около 44%) и 6% авиационного топлива.

Формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов рынка ЕАЭС

В соответствии с Договором о Евразийском экономическом союзе, ратифицированным Законом Республики Казахстан от 14 октября 2014 года, государствами-членами ЕАЭС ведется поэтапное формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов с учетом приоритетного обеспечения внутренних потребителей государств-членов.

Формирование предусматривают разработку международного Договора о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов, а также Правила: доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов; торговли нефтью и нефтепродуктами на общих рынках нефти и нефтепродуктов Союза; проведения биржевых торгов нефтью и нефтепродуктами.

При этом будет соблюден баланс экономических и национальных интересов государств-членов и их национального законодательства.

Кроме того, Договором о ЕАЭС, а также ранее принятыми промежуточными нормативными документами (решения Высшего евразийского экономического Совета) одним из принципов формирования общих рынков ЕАЭС является обеспечение рыночных механизмов торговли нефтью и нефтепродуктами, за исключением деятельности и услуг субъектов естественных монополий, предусмотренных Договором о ЕАЭС.

Увеличение высокооктановых бензинов, дизельного и авиационного топлива на НПЗ РК, с последующим полным отказом от поставок импорта из Российской Федерации.

В отношении либерализации рынка нефтепродуктов необходимо отметить, что в соответствии с Договором о ЕАЭС, до 1 января 2025 года государства-члены формируют общие рынки нефти и нефтепродуктов. В рамках формирования предусмотрена разработка Правил торговли нефтью и нефтепродуктами, Правил биржевой торговли, Единые правила доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов, при этом государственное регулирование цен на нефтепродукты не допускается.

Транспортировка нефти

В настоящее время Казахстан имеет диверсифицированную систему транспортировки нефти для экспорта и поставок на внутренний рынок.

Порядка 80% добываемой нефти в Казахстане отгружается на экспорт, остальная часть поставляется на обеспечение внутреннего рынка.

Экспорт казахстанской нефти производится по нефтепроводам Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК), Атырау-Самара в страны Европы, на терминалы Черного и Балтийского морей, по нефтепроводу Казахстан-Китай на китайский рынок, а также через Морской порт Актау.

Морской порт Актау предоставляет возможность транспортировки казахстанской нефти с Каспийского региона в порты Черного моря с дальнейшей поставкой углеводородного сырья на мировые рынки.

На сегодняшний день основными действующими маршрутами морской транспортировки являются:

в Каспийском море - Актау-Махачкала;

в Открытых морях – из порта Новороссийск в направлении портов Черного и Средиземного морей.

Национальный морской перевозчик - ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» (КМТФ) на сегодняшний день в Каспийском море владеет танкерным флотом

дедвейтом 12 тыс. тонн в количестве 3-х единиц, а также с 2011 года 2 нефтеналивными танкерами типа «Афрамекс» дедвейтом 115 тыс. тонн, осуществляющих транспортировку казахстанской нефти в Черном и Средиземном морях. В 2020-2021 гг. КМТФ планирует расширить парк судов в открытых морях путем приобретения/строительства до 2-х танкеров типа «Афрамекс».

1.4.1. Анализ государственной политики

Министерство энергетики Республики Казахстан ответственно за обеспечение развития топливно-энергетического комплекса, формирование и реализацию государственной политики, совершенствование системы государственного управления в сфере добычи, недропользования, обеспечения реализации компетенции полномочного органа, вытекающей из соглашений о разделе продукции, транспортировки, обеспечение устойчивости экспорта нефтяных ресурсов, контроля за реализацией закона о магистральном трубопроводе, переработки нефти, и производства нефтепродуктов.

Государственные функции в области производства и оборота нефти и нефтепродуктов исполняются различными государственными органами.

Министерство национальной экономики Республики Казахстан осуществляет формирование политики и тарифное регулирование деятельности субъектов естественных монополий (услуги на транспортировку нефти).

Министерство финансов Республики Казахстан в области оборота нефтепродуктов.

Министерство торговли и интеграции Республики Казахстан в области регулирования деятельности товарных бирж, формирование политики и установления ввозных и вывозных пошлин.

Местные исполнительные органы формируют потребность регионов в бензинах, совместно с Министерством сельского хозяйства в дизельном топливе в период сезонных сельскохозяйственных работ, мазутом в период проведения отопительного сезона, совместно с Министерством индустрии и инфраструктурного развития потребность в дорожном битуме для строительства и реконструкции автомобильных дорог республики.

Производство и оборот нефтепродуктов осуществляется в рамках Закона Республики Казахстан «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов».

Цены на нефтепродукты в Республике Казахстан не регулируются, и складываются на рынке, на основании спроса и предложения. Регулирование цен на нефтепродукты, предназначенные для сельхозтоваропроизводителей, для проведения отопительного сезона и строительства автомобильных дорог также не предусмотрено законодательством Республики Казахстан, но на основании совместных консультаций заинтересованных государственных органов и основных ресурсодержателей вырабатывается рекомендуемая

цена, которая значительно ниже нежели для общих потребителей на внутреннем рынке республики.

Учитывая, что Казахстан является участником ЕАЭС, и одним из основных принципов которого является обеспечение рыночных механизмов торговли нефтью и нефтепродуктами, и создание конкурентной среды, ценообразование в РК должно регулироваться рынком.

Государственное регулирование в области переработки нефти и производства нефтепродуктов осуществляется в целях стабильного функционирования нефтеперерабатывающих заводов республики, полного обеспечения внутреннего рынка ГСМ отечественными нефтепродуктами выработанных на НПЗ РК, в целях бесперебойной поставки их в регионы республики.

1.4.2. Ключевые проблемы нефтяной промышленности

1. Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, а также истощенных, находящихся на завершающей стадии разработки и так называемых «малых» месторождений углеводородного сырья.

2. В части нефтепереработки и производства нефтепродуктов - несогласованность государственной политики ввиду разделения полномочий между различными государственными органами (биржевая торговля, налоговое и таможенное законодательство) и недостаточный уровень внедрения цифровых технологий.

3. В части функционирования рынка нефти и нефтепродуктов: неконтролируемые перетоки казахстанских нефтепродуктов в государства-члены ЕАЭС и теневые перетоки нефти и нефтепродуктов.

1.5 Газохимическая промышленность

Добыча газа

Более 60% добычи газа в Казахстане обеспечивают проекты Карачаганак и Тенгиз (при этом валовой объем добычи на Карачаганак на протяжении четырех лет оставался практически неизменным, а на Тенгизе в течение трех лет постепенно увеличивался). Основным фактором роста добычи газа в Казахстане в 2014-2019 годы было совокупное увеличение объемов, поступающих от других газодобывающих компаний и месторождения Кашаган.

Часть добытого попутного нефтяного газа порядка 28% закачено обратно в пласт для поддержания пластового давления, 8% использовано на собственные технологические нужды, выработку электроэнергии и т.д. На потребности внутреннего рынка было поставлено 29% и на экспорт – 35%.

Наблюдается тенденция роста потребления газа, обусловленная большим охватом газификацией населения.

Экспорт товарного газа

Расширение мощностей магистральных газопроводов «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и «Казахстан-Китай» (нити «А» и «В») позволяет нарастить стабильные экспортные поставки товарного газа в Китай до 10 млрд.м³ в год, начиная с 2019 года и в последующие годы. Для достижения требуемого объема экспорта товарного газа в КНР необходимо обеспечить переработку попутного газа с крупных месторождений РК за счет инвестиций в газоперерабатывающие мощности.

Транзит газа

Отправителем и получателем объемов транзита газа являются Третьи Стороны (отправители – Узбекистан и Туркменистан, получатель – Россия и Китай). Объем транзитного газа зависит от договорных обязательств с Узбекистаном, Туркменистаном, Россией и Китаем (далее - КНР).

Между тем, одним из перспективных транзитных направлений для Казахстана является МГ «Казахстан-Китай» пропускная способность которого увеличилась до 55 млрд.м³ товарного газа в год.

Газомоторное топливо

С учетом мировых трендов роста использования природного газа как моторного топлива, международных усилий по улучшению окружающей среды и снижению выброса парниковых газов, в том числе от транспорта, государственная политика газовой отрасли все больше направляется на расширение применения компримированного природного газа в качестве моторного топлива транспортных средств, в связи с чем принимаются меры по ускорению формирования новой категории потребителей товарного газа в транспортном секторе РК.

Нефтегазохимия

В настоящее время в Казахстане нефтегазохимическая промышленность находится на стадии становления, в частности, введены производства по выпуску базовой нефтегазохимической продукции: полипропилена, метил-трет-бутилового эфира, смазочных материалов.

Потребность внутреннего рынка в полипропилене составляет около 40 тыс. тонн, с ежегодным ростом на 2-3%.

В Казахстане функционирует четыре завода по выпуску моторных, трансмиссионных, промышленных и др. масел общей мощностью 145 тыс. тонн в год:

ТОО «HILL Corporation» - 30 тыс. тонн (ЮКО);

ТОО «Семипалатинский завод масел» - 5 тыс. тонн (ВКО).

ТОО «ЛУКОЙЛ Лубрикантс Центральная Азия» - 100 тыс. тонн (Алматинская область).

ТОО «Evaoil» - 10 тыс. тонн (Павлодар).

Данными заводами выпускаются более 700 видов моторных, трансмиссионных, промышленных и др. масел.

Импорт готовых масел составляет 100 тыс. тонн в год (согласно данным Комитета статистики).

Формирование общего рынка газа Евразийского экономического союза (ЕАЭС)

Государства-члены ЕАЭС осуществляют поэтапное формирование общего рынка газа (далее – ОРГ), утверждение соответствующих концепции и программы, а также заключение международного договора ЕАЭС о формировании общего рынка газа и его вступление в силу не позднее 1 января 2025 года.

Формирование ОРГ ЕАЭС является неотъемлемой частью экономической интеграции в рамках ЕАЭС и направлена на обеспечение благоприятных условий для свободного движения товаров, услуг, технологий и капиталов между государствами-членами.

Формирование общего рынка газа ЕАЭС будет осуществляться с учетом:

- 1) экономических интересов государств-членов (включая особенности функционирования и развития внутренних рынков газа государств-членов) и законодательства государств-членов;
- 2) особенностей функционирования и развития газовых рынков государств-членов ЕАЭС;
- 3) первоочередного обеспечения внутренних потребностей в газе;
- 4) законодательства государств-членов;
- 5) международного опыта формирования ОРГ.

Во исполнение указанных договоренностей Решениями Высшего Евразийского экономического Совета утверждены от 31 мая 2016 года № 7 Концепция формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза (далее – Концепция) и от 6 декабря 2018 года №18 Программа формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза (далее – Программа).

Концепция направлена на обеспечение формирования государствами-членами ЕАЭС общего рынка газа, которая предусматривает взаимную торговлю газом между участниками общего рынка газа ЕАЭС и транспортировку газа, принадлежащего участникам общего рынка газа ЕАЭС. На данный момент торговля газом проходит по двусторонним соглашениям (договорам) между хозяйствующими субъектами государств-членов.

Кроме того, Концепцией газа определена задача о необходимости недискриминационного и прозрачного распределения между участниками общего рынка газа ЕАЭС свободных мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов и используемых для транспортировки газа между государствами-членами (будет организована

система информационного обмена, предусматривающая обмен информацией, включающей в себя сведения о внутреннем потреблении газа, свободных мощностях газотранспортных систем, а также о ценообразовании в сфере транспортировки и поставки газа на территориях государств-членов, в том числе сведения об оптовых ценах на газ и тарифах на транспортировку газа по газотранспортным системам).

Программа включает в себя комплекс взаимоувязанных организационных, технологических и других мероприятий, обеспечивающих формирование ОРГ.

Программа формирования ОРГ ЕАЭС имеет важное значение для государств-членов, поскольку предусмотренные в ней мероприятия направлены на обеспечение благоприятных условий для свободного движения товаров, работ, услуг, технологий и капитала в рамках ЕАЭС.

Объемы, цены и тарифы на транспортировку газа, а также коммерческие и иные условия транспортировки газа по газотранспортным системам определяются гражданско-правовыми договорами между хозяйствующими субъектами государств-членов в соответствии с законодательством государств-членов. Аналогичные условия прописаны в разделе III утвержденной Высшим Евразийским экономическим советом Концепции формирования общего рынка газа Союза, а также утвержденной Программы формирования общего рынка газа Союза.

Информационный обмен в рамках ЕАЭС будет осуществляться в соответствии с Порядком представления уполномоченными органами государств-членов Евразийского экономического союза информации в электронной форме в рамках формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза, утвержденным Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 2 сентября 2019 года № 1456.

В настоящее время Газпром уже монополизировал газовые рынки стран ЕАЭС за исключением РК, а вхождение его и других компаний из стран ЕАЭС на рынок РК с одной стороны позволит создать конкуренцию, что на первоначальном этапе положительно может сказаться на цене газа для потребителей внутреннего рынка РК пока не вытеснится с рынка Национальный оператор (АО «КазТрансГаз»), а затем монополизировав внутренний рынок РК цены будут диктоваться уже новым устоявшимся монополистом.

При этом Газпром даже работая на реализации в убыток себе за счет дотаций с других своих сфер (добыча, переработка, реализация, экспорт) сможет легко вытеснить АО «КазТрансГаз», у которого возможности несравненно ниже. В случае вытеснения Национального оператора (АО «КазТрансГаз») Газпромом доходы будут уходить российской стороне, т.е. работать на российскую экономику и кроме того у Газпрома нет таких обязательств перед РК как у Национального оператора, что в последующем может негативно отразиться на газоснабжении социально значимых и стратегических объектов страны.

Внедрение цифровых технологий в газовую промышленность

Согласно Государственной программе «Цифровой Казахстан» запланировано мероприятие по развитию системы, предназначенной для сбора информации по поставкам, отслеживанию и обороту сжиженного нефтяного газа (далее – СНГ) для статистического анализа данных на основе обязательной отчетности и прогнозирования баланса, с интеграцией с автоматизированными площадками онлайн-торгов по закупу сжиженного газа.

На сегодняшний день совместно с АО «Национальные информационные технологии» ведется работа по цифровизации газовой отрасли, в том числе по налаживанию учета СНГ, обеспечению мониторинга и совершенствования работы электронных торговых площадок при реализации СНГ.

В рамках этой работы планируется цифровизация процесса составления сводных заявок по распределению СНГ и формирования Плана поставки СНГ с учетом утвержденного механизма и порядка из Правил формирования плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан, утвержденных Приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 22 октября 2014 года №68 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 9890).

В качестве пилотных проектов будут привлекаться на безвозмездной основе представители действующих электронных торговых площадок, таких как электронные торговые площадки АО «Евразийская торговая система», АО «Каспий» и ТОО «AlanTrade».

Результатом этих работ будет улучшение и обеспечение прозрачности в сфере распределения социального газа для населения, уменьшение рисков коррупционной составляющей.

1.5.1. Анализ государственной политики

Государственная политика газовой отрасли в первую очередь направлена на газификацию страны в рамках Генеральной схемы газификации РК и строительства газопровода «Сарыарка», достижение уровня безубыточности поставок на внутреннем рынке, расширение ресурсной базы, а также на глубокую комплексную переработку газа для получения продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Кроме того, либерализация ценообразования оптового рынка сжиженного нефтяного газа и исключение теневого экспорта сжиженного нефтяного газа, а также создание единых рыночных условий для всех участников рынка сжиженного нефтяного газа, увеличение конкуренции на рынке сжиженного нефтяного газа с целью расширения его доступности для потребителей также является одним из приоритетных направлений государственной политики.

Оптовые цены

В настоящее время оптовая реализация товарного газа на внутреннем рынке является убыточной. Основной фактор формирования убытков – ограничение повышения оптовых и, соответственно, розничных цен на газ.

В целях минимизации убытков необходимо принятие изменений и дополнений в Закон «О газе и газоснабжении» о реализации газа в адрес крупных потребителей-инвесторов по формуле: себестоимость газа + маржа 7% + расходы на транспортировку и реализацию газа.

В рамках формирования общего рынка газа

Действующим законодательством РК и принятыми документами ЕАЭС предусмотрено, что межгосударственные тарифы на транспортировку газа, а также цены на продажу газа на экспорт регулируются на договорной основе между хозяйствующими субъектами, в связи с чем предлагается придерживаться ранее достигнутых в Договоре ЕАЭС договоренностей.

На сегодняшний день:

принят технический регламент ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 046/2018) (вступит в силу с 01 января 2022 года);

на стадии разработки проект технического регламента ЕАЭС «О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов».

К данным техрегламентам планируется разработать перечни стандартов, которые будут являться доказательной базой к ним.

Необходимо отметить, что в ходе разработки Концепции казахстанской стороной с целью минимизации рисков было инициировано сегментирование общего рынка газа Союза и внутренних рынков государств-членов (общий рынок газа Союза - совокупность торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов государств-членов в сфере транспортировки и поставки газа между государствами-членами, внутренний рынок государства-члена – совокупность торгово-экономических отношений хозяйствующих субъектов на территории государства-члена в сфере транспортировки и поставки газа, действующих на основании законодательства государства-члена), возможность применения государство-членом регулятивных мер на внутреннем рынке газа, в случае угрозы экономической и энергетической безопасности, а также возможность при необходимости назначить уполномоченную организацию на поставку (покупку) газа на общем рынке газа Союза. Такие же защитные меры предусмотрены Программой формирования общего рынка газа Союза.

Нефтегазохимия

Изучив успешные подходы развития специальной экономической зоны, нефтехимических парков и кластеров можно сделать вывод, что универсального рецепта не существует.

В этой связи, в Казахстане применяются различные инструменты стимулирования развития нефтегазохимической специальной экономической зоны, основными из которых на данном этапе являются меры государственной поддержки (налоговые, таможенные льготы, обеспечение сырьем и др.).

В ближайшей перспективе развитие отечественной нефтегазохимии будет являться одним из движущих факторов по переориентации нефтегазового сектора от сырьевой направленности к выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью.

В целях успешной реализации инвестиционных проектов и привлечения инвестиций в нефтегазохимическую отрасль, основной упор направлен на развитие специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» (далее - СЭЗ).

Участники СЭЗ пользуются налоговыми и таможенными преференциями.

СЭЗ планируется реализовать крупные проекты по производству полиэтилена и бутадиена. Для указанных нефтегазохимических проектов определены основные условия поставки газового сырья на долгосрочный период до 2033 года.

2. Обзор международного опыта

2.1. Электроэнергетическая промышленность

В развитых энергетических рынках мира оптимальная структура рынка электрической энергии выглядит следующим образом:

до 90 процентов электрической энергии для формирования базовой части суточного графика закупается по свободным ценам на децентрализованном и централизованном рынке, представленном долгосрочными контрактами;

около 10 процентов электрической энергии для формирования переменной части суточного графика в обязательном порядке должно быть закуплено на спот-торгах электрической энергией,

до 5 процентов электрической энергии может закупаться на балансирующем рынке.

Международный опыт регулирования электроэнергетической отрасли подтверждает практику предоставления возможности получения прибыли для энергопроизводящих организаций. В Российской Федерации 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 доходность до 8-10%.

Формирование Общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

Во многих регионах мира соседние страны ощущают экономическую потребность в интеграции своих электроэнергетических систем. Достижимая степень взаимодействия, а также модели объединенного рынка и способы их регуляции сильно варьируются в зависимости от множества факторов.

Анализ мирового опыта создания объединенных энергетических рынков показывает, что их параметры и эффективность определяются тремя основными направлениями развития:

- 1) развитием энергетической инфраструктуры, то есть физическим наличием генерирующих и передающих мощностей между национальными рынками;
- 2) механизмами регулирования энергетических рынков, наличием общих стандартов, облегчающих взаимную торговлю электроэнергией;
- 3) развитием экономической интеграции.

В настоящее время имеются существенные различия в моделях функционирования рынков электрической энергии в государствах-членах ЕАЭС:

В Республике Беларусь – вертикальная интеграция процессов производства, передачи и распределения электроэнергии и полное государственное регулирование тарифов;

В Российской Федерации – двухуровневый (оптовый и розница) двухтоварный (электроэнергия и мощность) рынок, основанный на централизованном планировании режимов электроэнергетической системы на базе централизованного выбора состава генерирующих мощностей и торговли электроэнергией на сутки вперед. При этом на рынке «на сутки вперед» используется так называемый «узловой» метод ценообразования, при котором учитываются не только равновесная, сформированная на торгах (спрос – предложение) цена на электроэнергию, но и потери при ее передаче до конкретного узла электроэнергетической системы;

В Республике Армения функционирует принудительный пул, в котором, с одной стороны, выступают самостоятельные производители и импортеры электроэнергии с регулируемыми тарифами на всех функциональных уровнях кроме внешних торговых сделок, а с другой, – единая распределительная компания;

В Кыргызской Республике за период реформирования электроэнергетики осуществлена частичная либерализация и функционирует модель, базирующаяся на двусторонних договорах с разделением производства, передачи и распределения электроэнергии и доминированием одного производителя – ОАО «Электрические станции».

Существенное снижение капитальных затрат в секторе возобновляемой энергетики привели к тому, что в настоящее время многие страны мира серьезно готовы отказаться от углеродной энергетики в пользу энергии, произведенной от возобновляемых источников энергии. То, что раньше

казалась невозможным для такой традиционной отрасли как электроэнергетика, становится реальностью. Этому способствует снижение стоимости технологий и оборудования для установки электростанций на ВИЭ во всем мире, что влечет за собой и снижение цены на «зеленое» электричество, и система аукционных торгов. Она эффективно работает во всем мире.

Производителям энергии аукционы обеспечивают прозрачные условия торгов и долгосрочную гарантию цены, потребителям – минимальный тариф как результат конкуренции. Во всем мире растет тренд к снижению цен на энергию из ВИЭ (а значит, и снижению тарифа).

2.2 Угольная промышленность

В мире запасы угля территориально широко распространены. При этом, 57 % всех мировых извлекаемых запасов сконцентрированы в трех странах: США (27 %), России (17 %), Китае (13 %). Еще 33 % запасов угля приходятся на следующие 6 стран: Казахстан, Индия, Австралия, ЮАР, Украина и страны бывшей Югославии.

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 не очень эффективна по сравнению с этой отраслью в ведущих угледобывающих странах.

Перспективы развития угольной промышленности Китая основываются на ее модернизации и реструктуризации. В результате появился ряд крупных угледобывающих предприятий. Основными районами добычи стали северные и северо-западные районы, где добыча угля стала частью интегрированных систем, таких как «шахта+ТЭС»; «шахта+ТЭС+производство алюминия»; «шахта+химическое производство»; «шахта+предприятие стройиндустрии»; «шахта+коксовая батарея+газификация угля». В результате реструктуризации планируется закрыть большое число мелких шахт, поэтому будет наблюдаться временное снижение добычи, которое должно компенсироваться растущим импортом.

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.

Наиболее интенсивные работы по созданию технологии гидрогенизации III-го поколения в последние 20-30 лет проводятся в Южно-Африканской

Республике в рамках государственной программы. Проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию заводов компаний Sasol и PetroSA осуществлялось со 100%-ным участием государства. После нескольких лет работы по выпуску конечных продуктов и полного возврата средств, вложенных государством (несколько миллиардов долларов США по каждому заводу), были приняты решения по их акционированию. В настоящее время в компании Sasol 9% участия государства, компания PetroSA полностью частная.

2.3 Атомная промышленность

Согласно данным Всемирной ядерной ассоциации в 2018 году мире было добыто около 53,5 тыс. тонн урана в 20 странах. При этом, 51% добычи произведен на 10 крупнейших месторождениях в 4 странах. 55% урана добыто методом ПСВ, которым добывается весь уран в Казахстане.

Казахстан является лидером по добыче урана в мире, следующие 3 страны (Канада, Австралия и Намибия) по объему добычи в совокупности добывают столько же, сколько Казахстан.

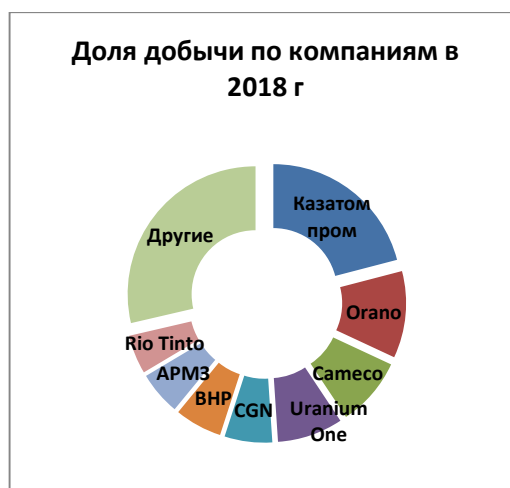
АО «НАК «Казатомпром» также является лидером по добыче урана среди мировых компаний. На долю казахстанской компании в 2019 году пришлось 24% мировой добычи природного урана. Также в данном бизнес секторе присутствуют такие крупные компании как: Orano (Франция), Cameco (Канада), Uranium One (Россия), CGN (КНР), BHP (Англия-Австралия), АРМЗ (Россия), Rio Tinto (Англия-Австралия) и другие.

Как говорилось ранее, добыча урана является начальной стадией ядерно-топливного цикла (ЯТЦ). Следующий этап ЯТЦ – конверсия урана или перевод оксида природного урана (U_3O_8) в гексафторид урана (UF_6). Основные конверсионные заводы расположены в США, Канаде, Франции, России и Китае.

Таблица: основные производственные мощности по конверсии в мире (согласно данным Всемирной ядерной ассоциации)

Компания	Месторасположение	Плановая мощность (тонн урана)
Orano	Pierrelatte и Malvesi, Франция	15 000
CNNC	Lanzhou и Hengyang, Китай	15 000
Cameco	Port Hope, Канада	12 500
Росатом	Северск, Россия	12 500
ConverDyn	Metropolis, США	7 000

Далее гексафторид урана (UF_6) попадает на предприятия, в которых проходит процесс обогащения U-235 с 0,7% до 3-5%. Согласно данным Всемирной ядерной ассоциации, в мире наблюдается значительный избыток мощностей по обогащению. Несмотря на то, что 13 стран обладают производственными или почти производственными мощностями, около 90% мировых мощностей по обогащению приходится на: Россию, США, Китай, Францию и Великобританию.



Заключительным этапом в производстве готового топлива для атомных электростанций является – фабрикация тепловыделяющих сборок (ТВС). В этой нише доминирует четыре компании, которые обеспечивают международный спрос на изготовление ТВС для легководяных реакторов: Framatome (бывшая AREVANP, Франция), GlobalNuclearFuel (GNF, совместное предприятие Япония-США), ТВЭЛ (Россия), Westinghouse (США).

Атомная энергетика

По данным МАГАТЭ в мае 2020 года в 30 странах мира эксплуатировалось 441 ядерных энергоблоков с суммарной мощностью 390 ГВт (эл.) и в 19 странах ведется сооружение 54 реакторов с установленной мощностью 57 ГВт (эл.). Доля АЭС в общей выработке электроэнергии составляет порядка 10,5%.

На сегодняшний день только одними коммерческими реакторами (без учета научно-исследовательских, судовых, и экспериментальных) было наработано около 18470 лет безаварийной работы.

В целом в мире прослеживается позитивный тренд развития атомной энергетики.

Япония, остановившая все свои атомные блоки после аварии на АЭС «Фукусима-1», ведет работы по их перезапуску с учётом проведённой модернизации систем безопасности. По итогам 2019 года доля АЭС в энергобалансе Японии выросла до 7,5% от всей выработанной электроэнергии.

Такие страны-«новички» атомной энергетики как Беларусь, Турция, Узбекистан ведут активную работу по строительству АЭС. Ранее отказавшиеся от АЭС Литва и Польша сейчас проявляют интерес к возобновлению своих атомных энергетических программ. Активизируются государства Африки и Ближнего Востока.



Строительство новых атомных мощностей идет в США (2 блока), Китае (11 блоков), Южной Корее (4 блока), ОАЭ (4 блока), Индии (7 блоков), России (4 блоков), Великобритании (2 блока) и в ряде других государств.

В период с января 2015 года по май 2020 года в мире было остановлено 34 реактора, введенных в эксплуатацию в 1960-1980 годах и выработавших свой ресурс, из них: в Японии – 12, в США – 5, в Российской Федерации -3, в Швеции – 3, в Германии – 3, в Южной Корее – 2, в Китае – 2, в Швейцарии - 1, в Испании – 1, в Франции -1, в Великобритании – 1.

В соответствии с международной практикой, оператор АЭС несет ответственность за ядерные отходы, образованные в процессе эксплуатации АЭС и финансирует деятельность по обращению с радиоактивными отходами и вывод эксплуатации АЭС.

Деятельность по выводу из эксплуатации ядерных установок финансируются за счет средств Фонда снятия с эксплуатации ядерных установок и Фонда радиоактивных отходов. Предприятия атомной отрасли вносят платежи в Национальный фонд, который обеспечивается из тарифа на электроэнергию.

2.4. Нефтяная промышленность

Для восстановления стабильности на мировом нефтяном рынке и цен на нефть страны-участники Соглашения ОПЕК+ договорились о сокращении добычи. В мае-июне 2020 г. страны сократят суммарную добычу на 9,7 млн барр./сут. относительно исходного уровня, затем в июле-декабре 2020 г. это

ограничение будет смягчено до 7,7 млн барр./сут., а в период с января 2021 до апреля 2022 г. уровень ограничений составит 5,8 млн барр./сут.

Повышения нефтеотдачи пластов

К настоящему времени в мировой практике освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы МУН, которые также называют третичными:

тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное, мицеллярное заводнение и др.);

микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Имеются сведения, по крайней мере, о 1391 проекте применения МУН в мире, в том числе по методам теплового воздействия на пласты – 587, физико-химическим – 433 и газовым методам – 371. Годовая добыча за счет применения «третичных» методов оценивается в мире в 120 – 130 млн. тонн.

Опытные работы и промышленное современных МУН проводятся во многих странах мира. Так, закачка пара кроме США практикуется также в Индонезии, Китае, Канаде, Колумбии и т.д. Закачка углеводородных газов — в США, Канаде, ОАЭ, Венесуэле, Ливии.

2.5. Газовая промышленность

Газ занимает все более заметное место среди первичных источников энергии. Эксперты полагают, что уже к 2030 г. газ станет «топливом №1» на планете.

Наблюдается рост добычи газа в странах Ближнего Востока. Доля Ирана в 2015г. в мировой добыче составила 5,4%. Добыча Катар в 2015г. составила 181,1 млрд.м³ (5,1% мирового производства).

Крупнейшим потребителем газа на сегодняшний день является Европа и Евразия (29,6%). США остаются крупнейшим потребителем газа. Стоит отметить значительный рост потребления за последнее десятилетие в КНР с 59,3 млрд.м³ в 2006 году до 197,3 млрд.м³ в 2015 году.

В целях развития добычи газа из нетрадиционных и альтернативных источников газа, таких как метан угольных пластов (МУП), необходимо государственное стимулирование в развитии отрасли. Например: благодаря созданным законодательным и финансовым условиям в форме государственных преференций, льгот, грантов и субсидий в США, Великобритания, Австралия, Германия, Китай, Украина, Индия и пр. успешно реализуются проекты по разведки и добычи МУП.

Исторические решения Парижского саммита по климату, состоявшегося в декабре 2015 года, также расширяют возможности в привлечении

международных экологических и климатических инвестиций для перевода существенной части транспортной отрасли страны на использование природного газа взамен традиционных видов моторного топлива, что позволяет снизить вредные выбросы и парниковые газы от транспортных средств. С этой целью в 2016 году принят и зарегистрирован согласно международной процедуре межотраслевой проект низкоуглеродного развития NAMA «Стимулирование перевода транспортного сектора Казахстана на природный газ».

Нефтегазохимия

Примером лучшей практики в развитии нефтегазохимической отрасли служат существующие в мире свободные экономические зоны, химические парки и кластеры.

Мировые свободные экономические зоны, химические парки и кластеры имеют следующие общие черты:

- временное освобождение от уплаты налогов;
- освобождение от таможенных пошлин импорта товаров, используемых в производстве на экспорт;
- ослабление валютного контроля;
- разрешение создавать фирмы, находящиеся в полной иностранной собственности.

Выгоды их создания заключаются в следующем:

- создание возможности трудоустройства в регионе;
- комплексное развитие инфраструктуры региона;
- развитие внутрикластерной кооперации и конкуренции в процессе выпуска товаров и услуг;
- распространение инновационного опыта;
- системное сетевое взаимодействие всех участников.

Проблемы, с которыми сталкиваются СЭЗ, химические парки и кластеры в своем развитии:

- несовершенство законодательной базы;
- слабые темпы развития инфраструктуры;
- неразвитость бизнес-процессов.

Одними из положительных примеров считается нефтехимический парк «Джуронг» в Сингапуре. Парк расположен на одноименном искусственно созданном острове и является одним из основных составляющих экономики Сингапура, при абсолютном отсутствии собственных полезных ископаемых (сырая нефть и газ поступают в основном из Ближнего Востока, а также Азиатского региона, России и др.).

На сегодня «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 (дороги, коммуникации, водоснабжение, энергоснабжение, охрана и т.д.) финансировалось за счет государственного бюджета. Репутация «Джуронга» показывает, что все инвестиции правительства Сингапура были высокорентабельным и необходимым условием для его развития, они помогли привлечь более 33 млрд. долл. США инвестиций.

Правительственный оператор «Jurongtowncorporation» служит единым окном для получения всех разрешений. Помимо стандартных налоговых условий, резиденты могут получить льготы, если смогут доказать получение дополнительных экономических преимуществ для страны.

Основные гиганты парка, такие компании как Lanxess, BASF, Shell, ExxonMobil, BritishPetroleumSingaporePetroleum и т.д. выпускают обширную номенклатуру нефтегазохимической продукции (полиэтилены, полипропилены, эластомеры, пластимеры, бензол, параксилон, бутадиен и т.д.).

Доля нефтегазовой индустрии в ВВП Сингапура составляет 5%, производственные мощности нефтехимического кластера добавляют еще около 10%, при этом сервисные и финансовые услуги вокруг всего нефтехимического кластера составляют значимую часть от общей доли сферы услуг в ВВП Сингапура.

Кроме того, представляет интерес опыт развития нефтехимии на примере Камского инновационного территориально-производственного кластера «Иннокам» (Республика Татарстан), основными направлениями реализуемых технологий и выпускаемой продукции которого являются также нефтепереработка и автомобилестроение.

В «Иннокам» входят особая экономическая зона, индустриальные парки и крупные предприятия (ОАО «Нижекамскнефтехим», Нефтехимический комплекс ОАО «Татнефть», ОАО «КАМАЗ», ООО «Аммоний», «Химический завод им. Л.Я.Карпова» и др.).

Нефтехимическая продукция предприятий «Иннокам» широко представлена на российском и мировом рынках: здесь производится более 45% российского этилена, полистирола и синтетических каучуков, производится каждый третий российский грузовой автомобиль и каждая третья российская шина. Объем промышленной продукции предприятий, расположенных на территории Кластера, в 2011 году составил 46,3 % от объема промышленной продукции Республики Татарстан. Доля Кластера в валовом региональном продукте республики (ВРП) составила 26,6%, объем инвестиций составил 33,7 % от республиканского объема.

К конкурентным преимуществам Кластера относятся развитая транспортная инфраструктура, наличие автомобильных и железных дорог, международного аэропорта, развитая сеть трубопроводов, которые обеспечивают удобные поставки сырья и продукции для российских

потребителей и на экспорт через реку Кама, впадающую в Волгу, также есть выход в систему судоходных каналов, через которые возможна отгрузка в бассейны Черного и Балтийского морей.

3. Тенденции и видение развитие ТЭК

3.1. Электроэнергетическая промышленность

Существует несколько основных факторов, от которых в существенной мере зависит развитие энергетической отрасли Республики Казахстан:

1. Сокращение темпа роста потребления электроэнергии за счет принятия мер по повышению энергоэффективности.

2. Эффективность механизмов, стимулирующих модернизацию существующих мощностей.

3. Темпы снижения стоимости внедрения и использования альтернативных источников энергии на мировом рынке;

5. Доступность и стоимость природного газа для энергопроизводящих организаций в целях производства электрической энергии.

Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, существует три возможных сценария развития электроэнергетики.

Первый сценарий: сохранение роли традиционной энергетики, частичное достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий.

Главным преимуществом угольной генерации является низкая себестоимость производимой электроэнергии, а также доступность ресурсов для энергопроизводящих организаций Республики Казахстан.

В то же время, сохранение роли угольной генерации окажет негативное влияние на состояние окружающей среды. Кроме того, это повлечет невыполнение обязательств по снижению выбросов оксида углерода согласно Парижскому соглашению.

Второй сценарий: сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий.

Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению экологически вредных выбросов согласно Парижскому соглашению. В то же время, это даст возможность обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой. В результате снизится уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей.

Третий сценарий: опережающее развитие альтернативной энергетики, отказ от ввода новых традиционных энергоисточников.

Преимуществом данного варианта развития электроэнергетической отрасли является положительное воздействие на экологическую обстановку, вывод из эксплуатации неэффективных традиционных энергоисточников.

В то же время, это приведет к значительному повышению тарифов на электрическую энергию и необходимости резервирования дополнительных электрических мощностей.

Учитывая вышеуказанное, в качестве базового сценария развития электроэнергетики определен вариант, предусматривающий сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий.

В рамках базового сценария, в качестве оптимальной структуры установленной мощности генерирующих источников к 2030 году целесообразно рассмотреть следующую структуру, распределённую по долям:

на угле – 55%;

на газе – 25%;

ВИЭ, в том числе ГЭС – 20%.

В рамках базового сценария, прогнозная установленная мощность энергоисточников к 2030 году составит 27583 МВт, располагаемая мощность – 23 839 МВт.

Прогнозный баланс электрической мощности согласно базовому сценарию

МВт

№	Наименование	Прогноз										
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	Потребность	17375	17511	17805	18346	18937	19498	20046	20632	20909	21119	21305
2.	Генерация (установленная мощность)	23887	24355	24864	25867	26350	27427	27477	28677	27607	27607	27583
2	Генерация (располагаемая мощность)	20033	20416	20990	21963	22444	23648	23705	24811	23848	23854	23839

Согласно базовому сценарию, производство электроэнергии составит 131,1 млрд. кВтч, потребление электроэнергии – 129,3 млрд. кВтч.

Прогнозный баланс электрической энергии согласно базовому сценарию

млрд. кВтч

№	Наименование	Прогноз										
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1.	Потребление электроэнергии	108,8	110,7	112,7	114,5	118,0	120,8	124,1	125,3	127,4	128,3	129,3
2.	Производство электроэнергии	113,8	113,5	116,1	120,9	123,5	128,1	128,5	127,5	128,4	130,6	131,1

3.2 Угольная промышленность

Казахстан существенно уступает странам с развитой угольной промышленностью по уровню развития сегмента обогащения

энергетического угля: в таких странах, как Австралия, Германия и ЮАР доля обогащенного угля составляет 80–100% от общего объема добычи.

В Казахстане есть существенные ограничения по обогащению угля ввиду экономической нецелесообразности. Тем не менее, существенную долю балансовых запасов энергетического угля Казахстана составляет бурый уголь, часть которого поддается технологии обогащения.

В связи с этим, обогащение и глубокая переработка углей месторождений Республики Казахстан может стать одним из важнейших направлений развития угольной промышленности с целью развития экспортного потенциала страны.

Возможность существенного развития экспорта всех видов угля в Китай минимальна из-за отдаленного расположения основного спроса и отсутствия возможности конкурировать с морскими поставками угля из Австралии и Индонезии (высокие издержки на перевозку угля по железной дороге из северных районов в основные районы потребления, располагающиеся вдоль южного побережья, вынуждают отказываться от транспортировки в пользу импорта). Ожидается, что в дальнейшем в Китае продолжится снижение доли транспортировки угля с помощью железной дороги, и значительно вырастет доля импорта угля из Австралии и Индонезии, транспортируемого морем.

В дальнейшем, наряду с развитием возобновляемых источников энергии, использование в качестве топлива угля применимо только с установкой передовых технологий очистных сооружений для снижения выбросов в атмосферу.

Углекислотная химия

Одним из важнейших направлений развития угольной промышленности является использование угля для производства углеводородного сырья и сырья для углекислотной химии – углекислотной химии.

Наличие внутреннего рынка для продуктов углекислотной химии и потенциал развития их производства позволят расширить ассортимент продукции из угля с высокой добавленной стоимостью. Развитие технологий и ввод новых производств позволит создать новые высококвалифицированные рабочие места.

Несмотря на привлекательность выбранного направления, существуют определенные препятствия для его реализации. Качественное развитие угольной промышленности потребует существенного переоборудования и трансфера/самостоятельной разработки технологий.

Преодоление препятствий на пути к развитой угольной промышленности будет происходить поэтапно.

Применение технологий сжижения угля позволяет производить широкий ассортимент продуктов: от газа для электроэнергетики и жидких топлив до базовых мономеров для дальнейшего использования на химических предприятиях.

Китай является примером лучшей мировой практики развития углехимии: текущая программа уже позволила обеспечить более 7% внутренней потребности страны в газе для электроэнергетики, более 20 % потребности в метаноле.

Поэтапная глубокая переработка угля, ведущаяся на Шубаркольском месторождении предприятием АО «Шубаркольскомир», кроме достигнутых технологий производства спецкокса и электроэнергии на коксовом газе, предусматривает налаживание производства новых продуктов для Казахстана – активированного угля из мелочи спецкокса и гуминовых препаратов и гуминовых сорбентов из отходов угледобычи. Перспективным направлением являются дальнейшие исследования по разработке технологии переработки каменноугольной смолы в широкий спектр продуктов, необходимых химической отрасли.

3.3 Атомная промышленность

Ядерная энергетика - одна из наиболее рентабельных технологий, способных удовлетворить постоянно растущий спрос на электроэнергию, которая также вносит огромный вклад в достижение энергетической независимости и безопасности поставок.

Внедрение атомной энергетики даст новые возможности для развития экономики региона и страны в целом, внедрение современных технологий, появление новых рабочих мест, так одно рабочее место в высокотехнологической отрасли дает до 10 рабочих мест в сопутствующих отраслях, создание условий для социально-экономического развития района расположения АЭС, увеличение налогов в местный бюджет.

Важным фактором при эксплуатации АЭС является снижение экологической нагрузки за счет сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду. Атомная энергетика является экологически чистой, по сравнению с угольной и нефтяной. Атомная электростанция не загрязняет окружающую среду: не выбрасывает в атмосферу вредных веществ и не загрязняет водную среду. В процессе эксплуатации станции не потребляет кислород, не выделяет углекислый газ, окислы азота и серы, не производит золу.

3.4 Нефтяная промышленность

В структуре энергопотребления страны, нефть является главным топливом для транспорта, при этом большая часть экспортируется.

Прогноз добычи нефти по РК на 2018-2030 гг., млн. тонн

Добыча нефти по РК	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.
--------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

	87	90,5	86	86	89,6	100,8	100,8	100,7	107	104	100	96	93
--	----	------	----	----	------	-------	-------	-------	-----	-----	-----	----	----

Основным фактором роста объемов добычи в среднесрочной перспективе станут проекты Кашаган и Тенгиз.

Прогноз переработки нефти до 2025 года на уровне 17 млн. тонн, при этом общая мощность переработки нефти на НПЗ РК, включая ТОО «СП «CaspiBitum» (завод по производству битума в г. Актау), составляет 18,5 млн тонн в год.

Экспорта нефти

Ожидается, что в период до 2030 г. экспорт сырой нефти из Казахстана будет расти за счет увеличения добычи нефти при незначительном росте ее внутреннего потребления. К 2030 г. экспорт казахстанской нефти составит 74,5 млн. т., Ключевым моментом для Казахстана с точки зрения стратегии экспорта нефти в долгосрочной перспективе является изменение мировой географии спроса на нефть, особенно на рынках регионов, куда Казахстан традиционно осуществлял поставки (Европа), и регионов, где он стремится закрепить за собой прочные позиции (Китай). Наиболее существенный рост экспорта ожидается по нефтепроводам КТК и ККТ.

3.5 Газохимическая промышленность

Прогноз добычи газа и производства товарного газа

Согласно прогнозам объемы добычи газа к 2025 году составят 73,2 млрд. м³ газа в год с постепенным увеличением к 2030 году до 80,6 млрд. м³. Поскольку специфика добычи жидких углеводородов предполагает применение технологии обратной закачки газа в пласты, то часть добываемого газа будет использоваться на эти цели. Вследствие чего, в перспективе ожидается снижение выработки товарного газа.

Объем производства товарного газа к 2025 году составит 26,6 млрд. м³, в 2030 году – 25,6 млрд. м³.

Для дальнейшего развития ресурсного потенциала существуют такие крупные месторождения как Имашевское, Урихтау и Хвалынское с суммарными запасами газа 167 млрд. м³, разработка которых предусмотрена в соответствии с Межправительственными Соглашениями между РК и РФ. Также существуют следующие новые перспективные месторождения: Каламкас-море - 86,6 млрд. м³; Западная Прорва – 17,1 млрд. м³; Придорожное – 7,3 млрд. м³.

Ввод в промышленную разработку указанных месторождений и извлечение на более поздних этапах разработки закаченного газа в пласт восполнят ресурсную базу газа страны.

Для разработки перспективных ресурсов газа требуется наличие комплексной инфраструктуры, включая мощности по подготовке и переработке сырого газа.

Рынок газомоторного топлива

Достижение к 2030 году уровня использования газа в качестве моторного топлива на общественном автотранспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

в городах Алматы, Нур-Султан, Шымкент – не менее 50 %;

в областных центрах – не менее 30 %.

Освоение технологии производства сжиженного природного газа с локализацией не менее 3-х установок на АГРС МГ и АГНКС до 2025 года.

Завершение создания в РК до 2030 года полноценной заправочной сети природного газа для транспортных средств, в том числе не менее 100 АГНКС, криогенных многоотопливных заправочных станций, включая размещение этих объектов на международном транспортном коридоре «Европа-Китай».

В целом к 2030 году будет осуществлен перевод Алматинской теплоэлектроцентрали №2 на товарный газ, введен в эксплуатацию ряд станций (Уральская ГТЭС, ГТЭС интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, Кандыгашская ГТЭС и другие), а также осуществлено техническое перевооружение мощностей ТОО «МАЗК-Казатомпром» с установкой ПГУ.

Нефтегазохимия

По мере углубления химической переработки первичных полупродуктов (метана, этана, пропана, бутанов и многих других) и получения из них синтетических мономеров, полимеров и других химических продуктов, происходит стремительный рост цены, примерно в 2-3 раза. Вследствие этого, выгоднее продавать продукты глубокой переработки нефти и газа, т.е. нефтегазохимии.

Кроме того, в развитых странах каждый доллар в нефтегазохимической отрасли дает 2,3 доллара прироста в экономике и каждое новое рабочее место в отрасли способствует созданию 7 новых рабочих мест в экономике.

В этой связи, глубокая переработка нефти и газа, то есть, нефтегазохимия, является одним из приоритетов дальнейшего развития нефтегазовой отрасли в мире.

В долгосрочной перспективе наибольшим спросом на мировом рынке среди нефтегазохимической продукции будут пользоваться полиэтилен и полипропилен, это 60% от общего потребления всех полимеров. При этом, мировое производство данных полимеров будет отставать от спроса, даже при условии реализации всех анонсированных проектов до 2030 года.

По данным международных маркетинговых компаний Platts и IHS к 2030 году повысится спрос на полипропилен повысится до 98 млн. тонн, при предложении 90 млн. тонн; на полиэтилен увеличится до 161 млн. тонн, при предложении 121 млн. тонн соответственно. Существующая тенденция на мировом рынке, включая процессы урбанизации и индустриализации Китая и

стран макрорегиона, окажут положительное влияние на развитие сектора нефтегазохимии Казахстана с точки зрения экспорта.

В целом, потребителями нефтегазохимических продуктов являются практически все отрасли промышленности (строительство и дорожно-строительная отрасль, машиностроение, энергетика, сельское хозяйство, медицина, электроника, космонавтика, а также торговля и многие другие отрасли). По причине таких тесных связей со смежными отраслями нефтегазохимическая отрасль имеет высокий мультипликативный эффект.

Позитивная оценка возможностей развития в Казахстане нефтегазохимических производств подтверждена результатами различных исследований, в том числе, международными нефтегазодобывающими компаниями, таких как ExxonMobil, Shell и консалтинговой компанией Nexant.

Основным экономическим и технологическим преимуществом для производства базового нефтегазохимического продукта является наличие крупных нефтегазовых месторождений (Тенгиз, Карачаганак, Кашаган и т.д.) и минимальные издержки доступа к сырью.

В этой связи, прогноз производства крупнотоннажной нефтегазохимической продукции в Казахстане выглядит следующим образом:

Наименование продукции	2020 год, тыс. тонн (прогноз)	2025 год, тыс. тонн (прогноз)	2030 год, тыс. тонн (прогноз)
полипропилен	100	500	500
бензол *	80	100	120
параксилол *	100	300	400
полиэтилен *	-	-	300
ПЭТФ*	-	-	200

**предварительные данные по объемам подлежат уточнению.*

4. Этапы реализации концепции и ожидаемые результаты

4.1. Электроэнергетическая отрасль

В целях решения ключевых проблем будут реализовываться следующее: в электроэнергетической промышленности:

совершенствоваться законодательные механизмы привлечения инвестиций в секторы производства и передачи электрической энергии;

сформирован единый уполномоченный орган, ответственного за политику в сферах электро- и теплоснабжения, в том числе утверждение тарифов на регулируемые услуги;

обеспечен прозрачность деятельности субъектов рынка электрической энергии и системы формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию;

внедрение цифровых технологий энергетическими предприятиями;
 местным исполнительным органом будут необходимо реализовывать проекты в сферах электро- и теплоснабжения исключительно в соответствии с долгосрочными схемами электро- и теплоснабжения соответствующих административно-территориальных единиц;

развитие институциональной основы электроэнергетики.

в секторе производства электрической энергии:

стимулирование энергопроизводящих организации к реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования;

внедрять государственное регулирование стоимости угля и тарифов на железнодорожные перевозки энергетического топлива, а также механизмы стимулирующие энергопроизводящим организациям внедрять наилучшие доступные технологии и маневренных электростанций.

в секторе передачи электрической энергии:

разработан методика определения износа электрических сетей;

на законодательном уровне закреплена целевые индикаторы по снижению уровня износа и технологических потерь при передаче электрической энергии в рамках утверждения инвестиционных программ энергопередающих организаций;

продолжена работа по объединению энергопередающих организаций, а также дополнительные законодательные инициативы по стимулированию их объединения;

продолжена ликвидация бесхозных сетей в рамках реализации 51-шага Плана Нации – 100 конкретных шагов, а также на законодательном уровне инициирована включение затрат, связанных с принятием новых сетей на баланс или в доверительное управление, в перечень оснований изменения, утвержденного уполномоченным органом тарифа до истечения его срока действия.

в сфере теплоснабжения:

принят отдельный Закон Республики Казахстан «О теплоснабжении» и сопутствующие нормативные правовые акты, предусматривающие внедрение механизмов, стимулирующих привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения, в том числе системы формирования тарифов на передачу тепловой энергии

разработана методика определения износа тепловых сетей;

местным исполнительным органом будут необходимо разрабатывать и реализовывать схемы теплоснабжения населенных пунктов с численностью населения свыше 100 тысяч человек.

в части функционирования рынка электрической энергии:

рассмотрены возможности внедрения обязательства для энергопроизводящих организаций по реализации определенной доли электрической энергии на рынке централизованной торговли электрической энергии;

приняты меры по развитию конкуренции между субъектами оптового рынка электрической энергии.

в части экологических проблем:

приняты нормативы по выбросам загрязняющих веществ, приближенные к нормативам передовых стран;

стимулирование модернизации и установку газоочистного оборудования на электростанциях;

стимулирование установки на электростанциях современного оборудования по автоматизированному контролю за выбросами загрязняющих веществ.

в части интеграция ВИЭ в Единую электроэнергетическую систему РК:

с целью обеспечения инвестиционной привлекательности будут разработаны механизмы по строительству новых маневренных генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, а также их участие в регулировании баланса мощности в энергосистеме.

в части увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе:

постепенный переход от открытых аукционов к аукциону с документами.

Развитие малой автономной и распределенной генерации ВИЭ

Дальнейшее стимулирование использования объектов ВИЭ малой мощности среди населения и МСБ видится в разграничении индивидуальных потребителей и нетто-потребителей по категориям для определения различного уровня мер поддержки. Объемы общей установленной мощности для каждой категории предлагается определить исходя из примерных потребностей каждой категории.

Для активного вовлечения домохозяйств и бизнес в использование распределенной генерации предлагается нормы по стимулированию населения использовать «зеленую» энергию для собственных нужд (до 20 кВт – государством субсидируется 50%; 100 кВт – 40% и т.д).

Развитие институциональной основы электроэнергетики

Для успешной реализации планов развития электроэнергетики необходима прочная институциональная основа, в частности создание подведомственной организации Министерства энергетики - Института развития энергетики.

Данный институт сможет сопровождать деятельность уполномоченного органа, в части выработки взвешенной долгосрочной стратегии развития сектора, оценки потенциала развития, развития политики поддержки сектора электроэнергетики в целом, и в частности ВИЭ и потенциальной атомной генерации.

Ожидаемые результаты в рамках реализации базового сценария

Наименование показателя	2030 год
-------------------------	----------

Износ основных фондов энергопроизводящих организаций	55%
Износ основных фондов энергопередающих организаций	55%
Доля ВИЭ в структуре установленной мощности ЕЭС РК, в том числе ГЭС	20%
Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии	25%

Внедрение цифровых технологий в электроэнергетику

В настоящее время элементы цифровых технологий в электроэнергетику внедряются в большинстве в магистральных электрических сетях АО «KEGOC»: микропроцессорные устройства релейной защиты, система диспетчерского управления SCADA, система коммерческого учета АСКУЭ, оптоволоконные линии связи, управляемые шунтирующие реакторы, фазоповоротные трансформаторы.

В рамках Государственной программы «Цифровой Казахстан» АО «KEGOC» реализуется проект «Автоматизация управления режимами Единой электроэнергетической системы Казахстана». Данный проект подразумевает внедрение систем централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА), автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и системы мониторинга и управления на основе синхрофазорных технологий WAMS/WACS.

Централизованная система противоаварийной автоматики обеспечивает в автоматическом режиме устойчивость энергосистемы при возникновении в ней нарушении нормального режима работы, а также повышение точности и сокращение избыточности отключений от действий противоаварийной автоматики.

Система автоматического регулирования частоты и мощности, обеспечивает автоматическое поддержание баланса генерации-потребления электрической энергии в энергосистеме. Тем самым позволит повысить уровень оперативности урегулирования небаланса и снизить величину отклонения мощности в ЕЭС Казахстана.

Системы мониторинга и управления на основе синхрофазорных технологий Wide-Area Measurement & Control Systems (WAMS/WACS) позволяют определять параметры режимов энергосистем с высокой дискретностью в интервале и с синхронизацией измерений посредством космических спутников. Тем самым позволит максимально использовать пропускную способность сети за счет управления в режиме реального времени.

4.2 Угольная промышленность

В перспективе до 2030 года основным источником спроса на энергетический уголь останется внутренняя угольная генерация.

Общие параметры развития

Прогноз добычи угля в РК, млн. т	2025 год	2030 год
Добыча угля (<i>без учета угольного концентрата</i>)	98	95
Внутреннее потребление	74	75
в т.ч. на электростанции	50	47
Экспорт	24	20

Выбранный в электроэнергетике курс на диверсификацию генерации в рамках перехода к «зеленой экономике» предполагает сохранение угольной генерации в качестве основного источника энергии до 2030 года, однако не позволит существенно нарастить ее долю в общей структуре производства электроэнергии.

Исходя из экспортных ограничений и умеренного роста внутреннего спроса, альтернативой экстенсивному развитию угольной промышленности является повышение глубины переработки угля и использование экологических технологий в угольной генерации. Качественное развитие угольной промышленности предполагает:

- повышение качества производимого угля;
- развитие глубокой переработки угля.

Выбранное направление привлекательно как с точки зрения энергобезопасности, энергоэффективности и экологичности, так и с точки зрения технологического развития экономики.

Повышение качества угля и умеренный рост угольной генерации с параллельным внедрением современных технологий позволят существенно улучшить экологию.

Этапы реализации

Учитывая необходимость внедрения новых инновационных технологий, а также имеющиеся в РК запасы твердого углеводородного сырья, проводятся работы по оценке перспектив внедрения технологии глубокой переработки угля с целью получения синтетических жидких топлив и создания углехимического производства в РК.

К 2030 году предусмотрена реализация проектов в сфере комплексной переработки угля. Основными продуктами, предполагаемыми к производству, являются: бензин, дизельное топливо, электроэнергия и различные химические продукты.

Реализация проектов по глубокой комплексной переработке угля в Казахстане обеспечить энергетическую безопасность страны и позволит развивать углехимическую отрасль, что может существенно повлиять на эффективность использования угольного потенциала Казахстана и повысить роль угля путем улучшения экологии.

Ожидаемые результаты

Реализация проектов по глубокой комплексной переработке угля в Казахстане позволит развивать углехимическую отрасль, что может существенно повлиять на эффективность использования угольного потенциала Казахстана и повысить роль угля путем улучшения экологической обстановки страны.

Повышение эффективности использования ресурсной базы угля для обеспечения потребностей внутреннего рынка топливно-энергетических ресурсов и повышения экологичности отрасли в целом.

4.3 Атомная промышленность

В целях обеспечения энергетической безопасности страны и достижения целей и целевых индикаторов Концепции по переходу РК к «зеленой экономике» необходимо завершить проработку вопроса по строительству АЭС в РК.

При этом, решение о строительстве АЭС требует создания устойчивой национальной инфраструктуры, включающей помимо нормативно-правового и промышленного обеспечения, также научно-технологическую и кадровую поддержку ядерной энергетики на всем ее жизненном цикле.

Также, для минимизации рисков, связанных с переизбытком предложения и волатильностью цен на природный уран на мировом рынке, необходимо развивать компоненты цепочки добавленной стоимости через расширение присутствия в новых сегментах дореакторного ЯТЦ.

Ожидаемые результаты

Рациональное и комплексное использование потенциала собственной ресурсной базы урановых месторождений, инвестирование в стадии дореакторного ядерно-топливного цикла с учётом рыночной конъюнктуры должны обеспечить долгосрочный и значительный рост добавленной стоимости урановой продукции страны.

До конца 2021 года планируется выпуск и отгрузка первой партии продукции завода по производству ТВС на базе технологии французской компании Framatome (бывшая AREVA NP) для АЭС Китая.

Кроме того, в случае принятия решения о строительстве АЭС в Казахстане, одним из ключевых вопросов будет передача технологий для производства ТВС на территории Казахстана, что позволит обеспечить топливную независимость от поставщика ядерно-энергетических технологий и гарантирует необходимый объем поставок ядерного топлива для станции.

Проведение систематической разъяснительной работы с населением при содействии МАГАТЭ через СМИ и социальные сети с привлечением авторитетных отечественных и зарубежных специалистов окажет содействие в осведомленности населения в вопросах безопасности при строительстве и эксплуатации АЭС.

Определение точечной потребности в кадрах по направлениям атомной промышленности с учетом долгосрочной производственной необходимостью добычных предприятий и научно-исследовательских центров, синхронизация государственных программ по подготовке кадров в отечественных и зарубежных ВУЗах поспособствуют дальнейшему развитию атомной отрасли Казахстана.

4.4 Нефтяная промышленность

В целях обеспечения энергетической безопасности страны и достижения целей в нефтяной промышленности предусмотрены следующие этапы:

- 1) создание условий для поддержания нефтедобывающей отрасли;
- 2) развитие экспортного потенциала нефтепродуктов и диверсификация экспортных направлений;
- 3) эффективное и безопасное функционирование и развитие нефтеперерабатывающего комплекса;
- 4) сохранение баланса производства, потребления и запасов нефтепродуктов;
- 5) стабильное обеспечение внутреннего рынка ГСМ и исполнение социальных обязательств;

Реализация этапов будут осуществляться:

- 1) внедрением современных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов;
- 2) реализация крупных проектов по увеличению и поддержанию полки добычи нефти;
- 3) привлечение инвестиций в геологоразведку и эффективное технологическое развитие нефтедобычи;
- 4) Диверсификация маршрутов экспорта для Западно-Казахстанских месторождений;

Ожидаемые результаты

Благоприятные условия для нефтедобывающей отрасли. Завершение реализации крупных проектов.

Равные условия (по доходности) для экспорта нефти и переработки внутри страны, с целью направления части нефти с «новых» месторождений для переработки на НПЗ Казахстана.

Развитая конкуренция на рынке ГСМ.

4.5 Газовая промышленность

В период реализации Концепции запланировано достижение следующих задач:

- 1) расширение ресурсной базы;
- 2) развитие инфраструктуры для использования компримированного природного газа;

3) развитие газотранспортной инфраструктуры для повышения эффективности, диверсификации структуры и направлений поставок, в том числе с применением новых технологий транспортировки;

4) развитие газификации удаленных районов и рынка газомоторных топлив;

5) развитие технологий и инфраструктуры для переработки ПНГ;

6) модернизация и расширение газоперерабатывающих мощностей, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа;

7) принятия Комплексного плана развития добычи газа из угольных пластов в Республике Казахстан;

8) повышение инвестиционной привлекательности проектов в газовой отрасли.

9) участие в формировании общего рынка газа Евразийского экономического союза с учетом интересов Республики Казахстан.

Ожидаемые результаты к 2025 году:

Формирование к 2025 году общего рынка газа стран ЕАЭС и расширение возможностей по взаимной торговле газом стран-участниц;

Поэтапное дерегулирование рынка сжиженного газа путем реализации сжиженного газа через электронные торговые площадки в целях поддержки и стимулирования отечественных нефте-газоперерабатывающих заводов согласно принятых законодательных поправок;

Предусмотрена реализация проектов в сфере комплексной переработки сырого газа.

К 2030 году в газовой промышленности будут:

1) развиты технологии по переработке попутного нефтяного газа, в частности технологии очистки ПНГ с высоким содержанием побочных элементов, технологии повышения нефтеотдачи для замещения ПНГ, используемого сейчас для обратной закачки;

2) Газификация негазифицированных регионов согласно Генеральной схемы газификации РК до 2030 года с доведением уровня газификации с текущих 51,47% до 56% к 2030 году.

3) создана газотранспортная инфраструктура для газификации (газификация регионов Северного Казахстана);

4) обеспечен рынок автомобильного топлива на компримированный природный газ;

5) создано газохимическое производство по переработке фракций попутного нефтяного газа (в основном, этана и пропана).

Нефтегазохимия

Основной целью нефтегазохимической промышленности в Республики Казахстан является увеличение производства экспортоориентированной продукции с высокой добавленной стоимостью и обеспечение ею внутреннего рынка.

Ключевые задачи отрасли, решение которых необходимо для достижения поставленной цели:

организация производств по выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью;

привлечение инвестиций;

завершение строительства необходимой инфраструктуры СЭЗ «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области;

увеличение объемов сырьевого экспорта.

Ожидаемые результаты:

Наименование проекта	2021 год	2025 год	2030 год
Проект по производству полипропилена	ввод в эксплуатацию		
Проект по производству полиэтилена *		ввод в эксплуатацию	
Проект по производству бутадиена *			ввод в эксплуатацию
Проект по производству метанола и олефинов		ввод в эксплуатацию	
Проект по производству базовых масел		ввод в эксплуатацию	
Проект по производству терефталевой кислоты и ПЭТФ на сырье (паракилол) Атырауского НПЗ *		ввод в эксплуатацию	

**предварительные сроки подлежат уточнению.*

В перспективе до 2030 года планируется:

- 1) реализовать крупнотонажные производства по выпуску нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью;
- 2) создать нефтегазохимический кластер в Атырауской области;
- 3) осуществить подготовку профессиональных кадров;
- 4) обеспечить трансфер технологий;
- 5) обеспечить увеличение сырьевого экспорта, так как продукция нефтегазохимии обладает высоким экспортным потенциалом.

5. Перечень нормативных правовых актов, посредством которых будет реализована Концепция

Электроэнергетическая промышленность

1) Предпринимательский кодекс Республики Казахстан от 29 октября 2015 года;

2) Гражданского кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 1994 года;

3) Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике»;

4) Закон Республики Казахстан от 27 декабря 2018 года «О естественных монополиях»;

5) Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Угольная промышленность

1) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»;

2) Предпринимательский кодекс Республики Казахстан от 29 октября 2015 года;

3) Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года «О техническом регулировании»;

4) Кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 года «Экологический Кодекс Республики Казахстан»;

5) Реализация Концепции также предполагается согласно стратегическим планам и программам, утвержденными соответствующими нормативно правовыми актами (НПА) Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан.

Атомная промышленность

1) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»;

2) Закона Республики Казахстан от 12 января 2016 года «Об использовании атомной энергии»

3) Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года «О радиационной безопасности населения»;

4) Закона Республики Казахстан от 21 июля 2007 года «Об экспортном контроле»;

5) Закона Республики Казахстан от 16 июля 2001 года «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»;

6) Закона Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года «О техническом регулировании»;

7) Предпринимательского кодекса Республики Казахстан от 29 октября 2015 года.

Нефтяная промышленность

1) Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»;

2) Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года «О магистральном трубопроводе»;

3) Закона Республики Казахстан от 20 июля 2011 года «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов»;

4) Кодекса Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года «О Налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс);

Газовая промышленность

1) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»;

2) Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении»;

3) Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года «О магистральном трубопроводе»;

4) Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О государственной поддержке индустриально-инновационной деятельности»;

5) Решение Высшего Евразийского экономического Совета от 31 мая 2016 года №7 «О Концепции формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза»;

Нефтегазохимия

1) Закона Республики Казахстан от 21 июля 2011 года «О специальных экономических зонах в Республике Казахстан»;

2) Налогового кодекса Республики Казахстан от 10 декабря 2008 года;

3) Таможенного кодекса Таможенного союза от 27 ноября 2009 года;

4) Закона Республики Казахстан от 6 апреля 2016 года «О занятости населения»;

5) Закона Республики Казахстан от 21 июля 2007 года «О безопасности химической продукции»;

6) Предпринимательского кодекса Республики Казахстан от 29 октября 2015 года.