

Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года

Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724

Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить прилагаемую Концепцию развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года (далее – Концепция).

2. Центральным государственным и местным исполнительным органам Республики Казахстан принять необходимые меры по реализации Концепции.

3. Признать утратившими силу:

1) постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129 «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 – 2014 годы»;

2) постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2013 года № 1521 «О внесении изменений и дополнений в постановление Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1129 «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010 – 2014 годы».

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

*Премьер-Министр
Республики Казахстан*

К. Масимов

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. Тенденции и видение развития
3. Основные принципы и общие подходы развития
4. 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 страна должна 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.

Актуальность повышения энергоэффективности и энергосбережения подтверждается содержанием послания Президента Республики Казахстан народу Казахстана от 29 января 2010 года «Новое десятилетие – новый экономический подъем – новые возможности Казахстана» и Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010 – 2014 годы. В рамках данных документов поставлен ряд задач, одной из которых является снижение энергоемкости валового внутреннего продукта (далее – ВВП) Республики Казахстан не менее чем на 10 % к 2015 году и не менее чем на 25 % к 2020 году.

В рамках поручения Президента Республики Казахстан от 23 января 2013 года Правительству Республики Казахстан необходимо обеспечить экономию потребления электрической энергии путем ежегодного снижения энергоемкости экономики на 10 % в течение 2013 – 2015 годов.

Глава государства отметил: «Необходимо сохранить технологический баланс «традиционная энергетика – возобновляемые источники энергии», который заключается в стратегическом планировании системы национальной и международной энергетической безопасности. Целью планирования является гарантия обеспечения выполнения международных обязательств в отношении других стран и собственной энергетической достаточности за счет поэтапного изменения структуры производства энергии».

Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года увязывает в единое целое развитие нефтегазовой, угольной, атомной и электроэнергетической отраслей с учетом передового мирового опыта и последних тенденций развития мировой энергетики.

При разработке Концепции развития топливно-энергетического комплекса учитывались следующие задачи:

- 1) обеспечение энергетической безопасности страны, путем усиления самодостаточности обеспечения ресурсами и продукции ТЭК;
- 2) усиление геополитического влияния в регионе, путем удовлетворения роста энергопотребления экономиками региона;
- 3) развитие экономического потенциала страны:
 - развитие научного потенциала;
 - внедрение новых технологий;
 - повышение безопасности и надежности электрооборудования и энергообъектов;
- 4) интенсивное развитие отраслей ТЭК путем использования технологий XXI века:
 - активное вовлечение в энергобаланс возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и альтернативных источников энергии;
 - энерго- и ресурсосбережение, повышение энергоэффективности.

1. Анализ текущей ситуации

Ключевые проблемы ТЭК Республики Казахстан:

- 1) нехватка производственных мощностей для покрытия растущего спроса на энергию и топливо со стороны экономики и населения. Ожидаемый рост экономики приведет к увеличению

спроса на электро- и тепловую энергию, что потребует ввода новых мощностей по генерации. На рынках топлива уже сейчас наблюдается дефицит. Модернизация и вывод на полную мощность имеющихся нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ) не позволит обеспечить внутренний рынок до 2030 года;

2) экспортная ориентированность ресурсных отраслей, зависимость экономики от экспорта энергоресурсов. Для привлечения технологий и инвестиций в нефтегазовой и атомной промышленности заключены соглашения по добыче энергоресурсов с международными компаниями, которые предполагают экспорт. В среднесрочной перспективе Казахстан может столкнуться с нехваткой нефти для внутренних НПЗ, если не будут приняты меры по стимулированию ее переработки внутри страны. Добытый уран полностью отправляется на экспорт;

3) высокая энергоемкость экономики, низкий уровень энергоэффективности. Высокий потенциал для повышения эффективности использования энергоресурсов как в электроэнергетике и производстве топлива, так и на уровне конечного потребления – в промышленности и секторе жилищно-коммунального хозяйства;

4) снижение восполняемости и качества ресурсной базы в нефтегазовой, угольной и атомной отраслях может привести к значительному падению уровня добычи полезных ископаемых и снижению экспортных доходов для государства;

5) низкая экологичность применяемых в ТЭК технологий.

Энергоэффективность и энергосбережение

По данным U.S. Energy Information Administration за 2010 год Республика Казахстан, наряду с другими странами СНГ, занимает одно из последних мест в мире по показателям энергоемкости ВВП (Казахстан – 183 место, Россия – 185 место, Беларусь – 179 место). Высокая энергоемкость ВВП Республики Казахстан частично объясняется рядом объективных причин:

1) холодный резко-континентальный климат. Низкая средняя температура наружного воздуха и значительная продолжительность отопительного сезона по сравнению со странами континентальной Европы;

2) значительная доля энергоемких отраслей (горнорудная и металлургическая) – 38% ВВП Республики Казахстан за 2012 год. На промышленных потребителей приходится около 67% производимой электроэнергии;

3) обширная территория страны и, как следствие, необходимость передачи электроэнергии на большие расстояния приводят к значительным потерям в электрических сетях. Республика Казахстан занимает 9 место в мире по площади территории, при этом плотность населения в 19 раз меньше, чем в странах Европейского Союза.

В структуре потребления первичных энергоресурсов по основным отраслям экономики доля энергетики составляет 47,71%, промышленности – 20,36%, транспорта – 16,24%, жилищно-коммунального хозяйства и населения – 15,69%.

Несмотря на наличие объективных причин высокой энергоемкости ВВП Республики Казахстан, существует значительный потенциал повышения энергоэффективности и энергосбережения, так как энергоемкость ВВП Республики Казахстан в два раза превышает аналогичный показатель большинства развитых стран, которые сопоставимы по параметрам холодного климата и плотности населения.

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

Существенный расход энергии электростанций на собственные нужды и на потери при передаче электроэнергии связан с двумя факторами:

1) существенным износом генерирующего и сетевого оборудования, который, по данным

на 1 января 2013 года, достигает 70% в сегменте производства электроэнергии и 57% в электрических сетях;

2) моральным износом используемого оборудования.

Результаты проведенных энергоаудитов нескольких крупных предприятий Республики Казахстан показали потенциал энергосбережения до 40%.

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

Низкой энергоэффективностью характеризуются производство и передача тепловой энергии. Эффективность существующих котельных не превышает 65 – 70%, в то время как использование новых котлов позволит повысить эффективность до 85 – 90%. Точно установить потери в тепловых сетях невозможно из-за отсутствия достаточного количества приборов учета. По итогам 2013 года уровень нормативных потерь в тепловых сетях составил 19,6%.

Угольная отрасль

Угольная промышленность является одной из важнейших ресурсных отраслей Республики Казахстан. В текущей структуре топливной генерации уголь составляет основную долю – 74% от совокупного потребления в тоннах условного топлива. В Казахстане представлены все основные сегменты угольной промышленности, однако особенно развиты добыча и использование энергетического угля. По состоянию на 2013 год, Республика Казахстан занимает седьмое место в мире по объему доказанных запасов угля.

Наименование государства	Объем доказанных запасов угля, млрд. тонн
США	237
РФ	157
КНР	115
Австралия	76
Индия	61
ФРГ	41
Казахстан	35
Украина	34
ЮАР	30
Колумбия	7
Канада	7
Польша	6
Прочие	31

Добыча энергетического угля в Республике Казахстан стабильно росла в последние годы со средним темпом 2%, коксующегося – незначительно сокращалась.

Добыча угля, млн. тонн	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Энергетический	92,9	82,5	93,4	98,6	102,4	101,1
Коксующийся	12,0	11,8	11,9	11,5	11,3	11,7
Всего	104,9	94,3	105,3	110,1	113,7	112,8

В структуре добычи энергетического угля выросла доля бурого и длиннопламенного угля – с 20% в 2008 году до 27% в 2012 году. Благодаря значительному объему добычи энергетического угля, Казахстан занимает десятое место в мире по добыче угля.

Рынок энергетического угля в Казахстане относительно фрагментирован – крупнейшим игроком, обеспечивающим до 30% совокупной добычи, является компания «ENRC» (разрез «Восточный», «Шубарколь Комир»), вторым и третьим игроками по объему добычи являются «Самрук-Энерго» и «РУСАЛ» – по 20% каждый («Богатырь Комир»), далее идут «Казахмыс» (8%), «Каражыра» (6%), «Ангренсор Энерго» (5%) и прочие.

Основная доля добываемого энергетического угля идет на нужды электроэнергетической отрасли Республики Казахстан и на экспорт (51% и 31% соответственно), остальной объем – на коммунально-бытовые нужды населения и на промышленные предприятия (13% и 5% соответственно).

Рынок коксующегося угля на 95% сформирован добычей компании «АрселорМиттал». Основная доля добытого коксующегося угля (порядка 95%) проходит процедуру обогащения, после чего 70% концентрата направляется для обеспечения собственных потребностей компании в коксе, остальной концентрат идет на экспорт в Украину и Россию.

Ресурсная база

Более 90% разведанных запасов угля сосредоточены на севере и в центральной части Казахстана. Ресурсная база энергетического угля характеризуется значительным объемом запасов (порядка 29,2 млрд. тонн), 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 (порядка 5,2 млрд. тонн) преимущественно качественных марок К и КЖ.

Ресурсная база угля в Республике Казахстан не является ограничением для развития угольной промышленности в долгосрочной перспективе. Запасов как энергетического, так и коксующегося угля будет достаточно в течение сотен лет, даже при активном наращивании добычи.

В долгосрочной перспективе привлекательной и крупной базой для развития угольной промышленности станет Тургайский бассейн (21 % от запасов энергетического угля). Основные запасы Тургайского бассейна составляет бурый уголь (марки 2Б), характеризующийся средней зольностью (26%), низкой серностью (0,9 – 1,1%) и высоким содержанием летучих веществ (49%). Несмотря на относительно низкую теплотворную способность (2900–3500 ккал/кг), для добычи тургайского угля подходит открытый метод, что обеспечивает низкую себестоимость добычи. Перед началом освоения Тургайского бассейна необходимо проведение исследований качественных параметров угля для определения возможностей по обогащению и переработке.

Энергетический уголь

Исходя из территориального расположения относительно крупных потребителей угля, существуют три потенциальных направления экспорта угля из Казахстана:

- 1) в Россию напрямую через общую границу;
- 2) в Китай напрямую через общую границу;
- 3) в Европу и на прочие глобальные крупные рынки по железной дороге и далее через российские порты.

Несмотря на потенциал увеличения добычи, развитие каждого из указанных экспортных направлений поставок угля из Республики Казахстан связано со значительными ограничениями.

Экспорт энергетического угля в Россию составляет основную долю от совокупного экспорта из Казахстана (90% от совокупных 30,5 млн. тонн). Спроектированные специально под казахстанский уголь электростанции в Российской Федерации обеспечивают стабильный спрос. Объем импорта казахстанского угля варьируется в зависимости от общего потребления угля в России, однако доля его использования в российской угольной генерации не меняется последние пять лет и составляет около 20 – 21%.

Электростанции	Объем потребления угля в 2012 году, млн. тонн
Рефтинская ГРЭС	13,2
Омские ТЭЦ-4, 5	4,6
Троицкая ГРЭС	3,1
Южноуральская ГРЭС	2,1
Верхне-Тагильская ГРЭС	1,6
Серовская ГРЭС	1,5
Прочие	1,2

Увеличение объема потребления казахстанского энергетического в России маловероятно из-за наличия избытка российского угля на локальном рынке. В силу экспортных ограничений, профицит энергетического угля на российском рынке составит до 50% от объема добычи к 2025 году. При этом существует риск отказа от импорта в долгосрочной перспективе. Согласно планам генерирующих компаний Российской Федерации, в среднесрочной перспективе до 2020 года запланировано частичное сокращение мощностей, работающих на казахстанском угле (не более 20% от уровня 2012 года). Срок службы многих из указанных электростанций уже превышает 40 лет, а к 2030 году достигнет планки 60 – 80 лет, при этом их мощности, вероятнее всего, будут частично выведены из эксплуатации. Развитие энергетики Российской Федерации предполагает постепенный перевод потребления электростанциями Урала с экибастузского угля на кузнецкий уголь. Вероятность перехода существующих российских электростанций на газ незначительна из-за высокой стоимости мероприятий по переходу, а также из-за инфраструктурных ограничений. В частности, станции Верхне-Тагильская ГРЭС и Рефтинская ГРЭС расположены вдоль газопровода Уренгой–Челябинск, пропускная способность которого загружена более чем на 95%. Однако в целом в межтопливной конкуренции уголь в России проигрывает газу, в результате на станциях с комбинированным топливом увеличивается доля потребления газа, в новых проектах (расширение, строительство) наблюдается отказ от проектов угольной генерации в пользу газовой.

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. Несмотря на то, что объемы добычи угля в Китае в целом покрывают внутренний спрос, 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. Потенциально транспортировка угля из Казахстана может осуществляться только через удаленные от основного спроса районы Китая, являющиеся к тому же основными регионами добычи. 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.

Мировой рынок энергетического угля будет расти с незначительным темпом 1% в год. Ожидается существенное сокращение доли потребления энергетического угля странами Европы: с текущих 30 % от глобального спроса до 18 % к 2025 году. Замедление роста спроса в Европе и активное наращивание объема поставок угля из таких стран, как Индонезия и Австралия, приведут к перенасыщенности глобального рынка и падению цен. Экспорт казахстанского энергетического угля в Европу 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.

Наименование государства (экспортера)	Теплотворность, тыс. ккал/кг	Зольность, %
Канада	6,7	11%
Мозамбик	6,7	18%
Австралия	6,6	6%
РФ	6,5	15%
США	6,5	10%
ЮАР	6,2	17%
Колумбия	6,2	8%
Индонезия	5,7	14%
Республика Казахстан (Майкубен)	4,1	22%
Республика Казахстан (Экибастуз)	4,2	42%
Республика Казахстан (Шубарколь)	6,1	15%

С учетом снижения мировых цен на энергетический уголь, высоких транспортных издержек и дисконта за качество, казахстанский энергетический уголь является неконкурентоспособным на мировых экспортных рынках.

В перспективе до 2030 года основным источником спроса на энергетический уголь останется внутренняя угольная генерация Республики Казахстан. С учетом планов по вводу и выбытию генерирующих мощностей потребность в угле продолжит расти: к 2030 году мощность новых угольных электростанций составит 20% от совокупной установленной мощности, при этом доля старых сократится с текущих 60% до 39%. Общая потребность в энергетическом угле для тепло- и электрогенерации в Казахстане вырастет к 2030 году с текущих 53 до 76 млн. тонн, то есть на 50%.

Коксующийся уголь

Перспективы увеличения добычи коксующегося угля связаны с единственной крупной компанией в этом сегменте – «АрселорМиттал». В настоящий момент увеличение спроса завязано на реализацию проекта по расширению мощностей по производству стали на 6 млн. тонн. В случае реализации проекта, компании будет необходимо инвестировать значительные средства в строительство новых шахт и увеличение добычи угля на 2,5–3 млн. тонн. Локальная стагнация на глобальном рынке стали может стать причиной сдвига сроков

планируемого расширения производства стали. В этом случае имеющихся в эксплуатации компании шахт будет достаточно до 2020 года, после чего значительная их часть потребует замены в силу исчерпания ресурса.

Коксующийся уголь экспортируется из Казахстана в виде обогащенного концентрата. Основные поставки направлены в Россию, а также в Украину для обеспечения собственных потребностей компании «АрселорМиттал». Существенное расширение экспорта в Украину затруднено, т.к. текущим украинским законодательством предусмотрены ограничительные квоты на ввоз кокса и сырья для его производства.

Появление второго крупного игрока в сегменте добычи коксующегося угля в Республике Казахстан затруднено. Внутренний спрос формируется компанией «АрселорМиттал», и появление другого крупного производителя стали маловероятно. Экспортные возможности существенно ограничены по следующей причине: в России ожидается значительный рост профицита собственного коксующегося угля, а поставки на мировые рынки малорентабельны в силу ожидаемого снижения цены на коксующийся уголь и высоких издержек транспортировки угля из Казахстана. Несмотря на рост мирового спроса на коксующийся уголь, выход на рынок новых крупных поставщиков (Монголия, Мозамбик и пр.) и расширение портов действующих (Австралия) приведут к насыщению глобального рынка и снижению цен.

Однако существует возможность наращивания поставок в Российскую Федерацию угля наиболее ценных марок. Текущие мощности коксохимических предприятий спроектированы под использование коксующегося угля дорогих марок, использование угля менее ценных марок требует смены технологических режимов коксования и будет происходить постепенно. Сокращение запасов угля особо ценных марок в России порождает рост спроса на импорт коксующегося угля особо ценных марок.

Карагандинский каменноугольный бассейн располагает значительными запасами коксующегося угля, который характеризуются высоким качеством и обладает наиболее высокой коксуюмостью. Несмотря на наблюдающееся снижение спроса в Российской Федерации коксующийся уголь карагандинского угольного бассейна будет конкурентоспособен из-за его высоких качественных параметров.

Развитие технологий и альтернативное использование угля

Одним из важнейших направлений развития угольной промышленности является использование угля для производства углеводородного сырья и сырья для нефтехимии – углехимии. 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, а к 2015 году ожидается увеличение производства углеводородов, полученных из угля, до 16 млн. тонн ежегодно.

Республика Казахстан также обладает значительными запасами метана угольных пластов. В настоящий момент оценочные запасы составляют около 490 млрд. м³ метана, однако процесс разведки этих запасов и постановки их на баланс только начат и проводится компанией АО «Казгеология», для чего необходимо введение метана угольных пластов в реестр как полезное ископаемое. Извлечение метана необходимо для обеспечения безопасности при эксплуатации горных производств, при этом метан может быть использован для нужд энергетики. В силу неразвитости инфраструктуры и малого объема разведанных запасов, в среднесрочной перспективе возможна реализация только небольших проектов по использованию метана для нужд локальной тепло- и электрогенерации.

В настоящий момент Республика 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.

Например, согласно проведенным в 2012 году исследованиям, обогащение угля Экибастузского бассейна было признано экономически нецелесообразным. Тем не менее, существенную долю балансовых запасов энергетического угля Казахстана составляет бурый уголь, часть которого поддается технологии обогащения.

Нефтяная промышленность

Нефтяная промышленность Республики Казахстан является одной из важнейших отраслей экономики, базовой экспортирующей отраслью, позволяющей стране капитализировать собственные минеральные ресурсы и получать достаточный приток капитала для форсированного развития промышленного комплекса. О роли нефтяной отрасли в экономике страны говорят следующие факты:

1) доля сырой нефти в стоимостной структуре экспорта из Казахстана в 2012 году составила 61,1% из общего объема 92,3 млрд. долл. США;

2) объем налоговых поступлений от недропользователей за 2012 год составил 13,3 млрд. долл. США;

3) списочная численность работников предприятий нефтяного комплекса на 2012 год составила 85 тыс. чел.;

4) нефтяная отрасль также отличается высокой прямой социальной нагрузкой: строительство инфраструктурных объектов, поддержка спортивных мероприятий, инвестиции в образовательную сферу и другие социальные проекты.

Нефтяная промышленность в Республике Казахстан представлена во всех переделах цепочки создания стоимости: разведка, добыча и транспортировка сырой нефти, нефтепереработка и сбыт нефтепродуктов. При этом единственной компанией, присутствующей во всех сегментах, является Национальная компания АО «КазМунайГаз». В переделах добычи и, частично, переработки нефти представлен ряд крупнейших нефтегазовых корпораций США, России, Китая, Италии и прочих стран. На рынке сбыта нефтепродуктов присутствуют как казахстанские компании, так и международные игроки.

Разведка и добыча

Республика Казахстан является одним из ключевых источников углеводородного сырья для мировой экономики. На 2013 год Казахстан занимает двенадцатое место в мире по объемам доказанных запасов нефти¹:

Наименование государства	Объем доказанных запасов, млрд. тонн
Венесуэла	46,5
Саудовская Аравия	36,5
Канада	28
Иран	21,6
Ирак	20,2
Кувейт	14
ОАЭ	13
РФ	11,9
Ливия	6,3
Нигерия	5
США	4,2

Республика Казахстан	3,9
----------------------	-----

¹Поданным ВР Statistical Review of World Energy 2013

Значительная часть нефтегазовых запасов Казахстана приходится на его западную часть, в особенности на Прикаспийский нефтегазовый бассейн.

Область	Доля в общих запасах, %
Атырауская область	59%
Казахстанский сектор Каспийского моря	17%
Мангистауская область	8,5%
Западно-Казахстанская область	7%
Актюбинская область	5,6%
Прочие	2,9%

Очевидно, что Казахстан обладает значительными углеводородными ресурсами, однако их разведка и дальнейшая промышленная разработка осложняются рядом факторов:

1) низкая геологическая изученность недр. Значительная доля геологической информации была сформирована еще во время существования СССР, что обусловлено как снижением государственного финансирования геологической отрасли, так и общим спадом научно-технической базы;

2) низкая доступность уже существующей геологической информации. Отсутствие открытой консолидированной базы данных о состоянии минерально-сырьевой базы, а также отсутствие развитой инфраструктуры по сбору и консолидации информации об использовании углеводородных запасов;

3) значительная часть ресурсов расположена в подсолевых породах, что на порядок увеличивает капитальные затраты инвесторов, при отсутствии значительных фискальных и других экономических стимулов потенциальные проекты обладают высоким уровнем инвестиционного риска.

Все эти факторы отражаются на объеме инвестиций в геологоразведочную деятельность: несмотря на впечатляющий общий прирост инвестиций в нефтегазовый сектор с 3 млрд. долл. США в 2000 году до 18,4 млрд. долл. США в 2011 году, объемы инвестиций в геологоразведочную деятельность выросли с 0,3 до 1,6 млрд. долл. США, что составляет 8,6% общего объема инвестиций. Незначительный прирост объема инвестиций в разведку по сравнению с ростом инвестиций в добычу находит отражение в восполняемости ресурсной базы углеводородного сырья (далее – УВС), значение которой постепенно снижается с темпом – 5% ежегодно с 127,9 лет в 2003 году до 88,3 лет в 2011 году².

Активное привлечение инвестиций в добычу сырой нефти привело к росту уровня добычи с 21 млн. тонн в 1995 году до 80 млн. тонн в 2010 году. На данный момент Казахстан занимает семнадцатое место в мире с объемом добычи 79,2 млн. тонн в 2012 году.

Основная доля (около 85%) добываемой нефти идет на экспорт, основными внешнеторговыми партнерами Казахстана на рынке сырой нефти являются страны Европы (порядка 55 млн. тонн) – Италия, Нидерланды, Франция, Австрия, Швейцария и прочие, а также Китай (11 млн. тонн).

Транспортировка нефти

На данный момент транспортировка нефти, добываемой в Республике Казахстан, осуществляется тремя основными методами:

1) нефтепроводный транспорт, являющийся основным каналом транспортировки (за 2012 год по трубопроводам АО «КазТрансОйл» транспортировано 53,5 млн. тонн сырой нефти);

2) морская транспортировка с порта Актау (7,1 млн. тонн за 2012 год) – силами АО «НМСК «Казмортрансфлот» транспортировано с порта Актау в направлении портов Баку и Махачкала 5,9 млн. тонн за 2012 год;

3) железнодорожный транспорт (7,0 млн. тонн за 2012 год) – в основном транспортировано в направлении Восточной Европы и портов Черного моря.

Основными экспортными трубопроводами являются:

1) нефтепровод Атырау-Самара (17,5 млн. тонн в год), по которому осуществляется дальнейший экспорт через территорию Российской Федерации по нефтепроводам ОАО «АК «Транснефть» в направлении Восточной Европы и портов Черного и Балтийского морей;

2) Каспийский Трубопроводный Консорциум (пропускная способность на казахстанском участке 28,2 млн. тонн в год), по которому осуществляется транспортировка казахстанской нефти до порта Новороссийск;

3) нефтепровод Казахстан-Китай (пропускная способность участка Атасу – Алашанькоу 20 млн. тонн в год), обеспечивающий экспорт казахстанской нефти в КНР.

Объем транспортировки нефти, тыс. тонн	2012 год
ЭКСПОРТ ВСЕГО, в т. ч.	68 616,921
Атырау-Самара	15 432,981
ОГПЗ (конденсат)	838,688
Каспийский трубопроводный консорциум	27 903,403
Атасу-Алашанькоу	10 400,803
Мор/порт	7 064,247
ж/д	6 976,799

²Рассчитано по данным Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан и Министерства нефти и газа Республики Казахстан по категориям запасов А+В+С1+С2+газоконденсат

Нефтепереработка и рынок нефтепродуктов

Нефтеперерабатывающая промышленность Республики Казахстан представлена 3-мя крупными предприятиями:

Атырауский НПЗ (АО «НК КазМунайГаз»): мощность переработки составляет 5,0 млн. тонн в год, глубина переработки в 2013 году – 60%. На данный момент АНПЗ – единственный нефтеперерабатывающий завод, спроектированный под марки нефти месторождений западного Казахстана;

Павлодарский нефтехимический завод (АО «НК КазМунайГаз»): наиболее крупный и технологичный нефтеперерабатывающий завод Казахстана. Проектная мощность переработки составляет 6,0 млн. тонн в год, глубина переработки в 2013 году – 74%. Предприятие спроектировано под спецификацию российской нефти Западной Сибири и подключено к нефтепроводу Омск-Павлодар, соответственно, 100% потребления составляет российская нефть;

Шымкентский НПЗ («ПетроКазахстан Ойл Продактс», в совместном владении АО «НК

КазМунайГаз» и CNPC): мощность переработки составляет 6,0 млн. тонн в год, глубина переработки в 2013 году – 74%. Предприятие спроектировано под переработку нефти месторождений, консолидированных холдингом «ПетроКазахстан» – Кумколь, Кызылкия, Майбулак и другие.

Объем переработки нефти на 3-х крупнейших нефтеперерабатывающих предприятиях в 2013 году составил 14,3 млн. тонн.

Объем переработки, млн. тонн	2011	2012	2013
Всего	13,7	14,2	14,3
Атырауский НПЗ	4,5	4,4	4,4
Павлодарских НХЗ	4,6	4,8	5,0
Шымкентский НПЗ	4,6	5,0	4,9

Рынок нефтепродуктов в Казахстане характеризуется дефицитом по ключевым моторным топливам.

Горюче-смазочные материалы	Производство, млн. тонн	Чистый импорт, млн. тонн	Потребление, млн. тонн
Бензин	2,7	1,4	4,1
АИ-98	<0,001	0,02	0,02
АИ-95/96	0,1	0,09	0,19
АИ-92/93	1,7	1,0	2,7
АИ-80	0,8	0,2	1,0
Авиакеросин	0,4	0,1	0,5
Дизельное топливо	4,1	0,4	4,5
Мазут	3,2	-2,3	0,9

Дефицит по моторным топливам обусловлен низкой глубиной переработки нефти на казахстанских предприятиях, а также низкими выходами высокооктановых бензинов ввиду отсутствия достаточного количества дорогостоящих углубляющих процессов. На данный момент дефицит по нефтепродуктам закрывается импортом из России.

В декабре 2013 года введен в эксплуатацию битумный завод в г. Актау, который получил статус НПЗ. На заводе будет перерабатываться высокопарафинистая и высоковязкая высокосмолистая нефть месторождения Каражанбас в объеме порядка 1 млн. тонн в год, поставляемая по магистральному нефтепроводу «Каражанбас – Актау – Актауский битумный завод». Глубина переработки нефти будет достигать 92%. Ежегодно завод может производить по давальческой схеме около 400 тыс. тонн окисленных и 120 тыс. тонн модифицированных дорожных битумов, соответствующих климатическим условиям Казахстана. Необходимость в производстве битумной продукции возникла в связи со строительством международного транспортного коридора Западная Европа – Западный Китай, до настоящего времени битум импортировался из России.

Газовая промышленность

На текущий момент можно выделить следующие ключевые ограничения для развития газовой промышленности в Республике Казахстан:

- 1) основная доля запасов газа приходится на попутный нефтяной газ (далее – ПНГ)

нефтегазоконденсатных месторождений;

2) отсутствуют экономические стимулы для очистки ПНГ и дальнейшей реализации товарного газа;

3) отсутствует газотранспортная инфраструктура для сбыта товарного газа в основные регионы Казахстана.

Добыча газа

В мире на первые три страны - Россию, Иран, Катар – совокупно приходится 55,5% извлекаемых запасов газа. По доказанным запасам газа Казахстан в мире занимает 18-ое место и 3-е место среди стран СНГ.

Геологические ресурсы газа Республики Казахстан (с учетом открытых новых месторождений на Каспийском шельфе) превышают 6 – 7 трлн. м³. Извлекаемые запасы составляют порядка 3,8 трлн. м³ газа.

Так как газ является попутным, объемы его добычи напрямую связаны с объемами добычи нефти.

По итогам 2013 года добыча газа нефтегазодобывающими компаниями Республики Казахстан составила 42,3 млрд. м³, или 105,3% по отношению к 2012 году. Основной рост добычи газа обеспечивается компаниями «Карачаганак Петролеум Оперейтинг б.в», ТОО «Тенгизшевройл», АО «СНПС-Актобемунгаз».

Основная доля запасов газа приходится на нефтегазоконденсатные месторождения (около 81,1% от общих запасов природного газа), соответственно, значительную часть природного газа составляет ПНГ. Таким образом, объемы добычи в Казахстане напрямую связаны с объемами добычи нефти. При этом значительная доля прогнозных ресурсов по природному газу располагается в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, характеризующихся большой глубиной залегания. Попутный нефтяной газ ключевых месторождений Республики Казахстан также отличается крайне высоким содержанием не углеводородных компонентов, в частности сероводорода, что накладывает дополнительные обязательства на недропользователей по очистке ПНГ и хранению и утилизации серы. Газовые месторождения, относительно несложные для разработки, располагают сравнительно небольшими запасами газа, имеющими локальное значение для газификации отдельных территорий, например, Кызылординской, Жамбылской, Южно-Казахстанской областей. На данный момент, основным направлением использования ПНГ является его обратная закачка в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи, что объясняется рядом следующих причин:

- 1) отсутствием развитой газотранспортной инфраструктуры;
- 2) отсутствием инфраструктуры по очистке ПНГ.

Транспортировка газа

Транспортировка природного газа осуществляется по системе магистральных газопроводов, которые проходят по территории восьми областей Казахстана. Общая протяженность магистральных газопроводов на территории Казахстана составляет около 17 656 км. Система магистральных газопроводов Казахстана создавалась как часть общесоюзной газотранспортной системы и потому была функционально ориентирована на поставки природного газа из Средней Азии в северные области России, на Украину и в республики Закавказья. Газопроводы были спроектированы таким образом, что потребности промышленности и населения Казахстана в природном газе обеспечивались только в городах и населенных пунктах примыкающих к трассе транзитных газопроводов.

При этом магистральные газопроводы, проложенные на территории республики, технологически не связаны между собой, что не позволяет использовать газопроводы для перекачки добываемого дешевого газа в западном регионе в южные и северные области

страны. Особенно актуальна эта проблема для потребителей природного газа южных областей и города Алматы. Жесткая зависимость от поставок узбекского газа, в 2-3 раза превышающего стоимость газа западных областей, привела к значительному сужению газового рынка в этом регионе. Не в меньшей зависимости от импорта российского газа находятся потребители Костанайской области.

Для обеспечения внутреннего рынка Республики Казахстан газом 27 декабря 2006 года подписано Соглашение о встречных поставках газа между ОАО «Газпром», НХК «Узбекнефтегаз» и АО «НК «КазМунайГаз» (далее – Соглашение). В соответствии с Соглашением весь импорт газа «свопируется» с Карачаганакским экспортом по равной цене и в равных объемах. В рамках вышеуказанного Соглашения ежегодно заключаются договора на встречную поставку газа Карачаганакского месторождения на Юг Казахстана и Костанайскую область. Данные СВОП операции позволили с 2007 года проводить политику сдерживания цены узбекского газа поставляемого на Юг Казахстан и российского газа для Костанайской области.

Внутреннее потребление на 30% обеспечивается за счет импорта газа, поставляемого на юг Республики Казахстан (Жамбылская, Южно-Казахстанская и Алматинская области) из Узбекистана и Костанайскую область из России, в обмен на аналогичные объемы карачаганакского газа, поставляемого из Республики Казахстан в Российскую Федерацию. Такая ситуация сложилась в связи с тем, что система газовых магистралей в указанных областях была создана в период строительства советской газотранспортной системы.

Магистральная газотранспортная инфраструктура Республики Казахстан состоит из следующих основных газопроводов:

- 1) МГ «Средняя Азия Центр» с пропускной способностью 60200 млн. м³/год, протяженностью 3 962 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);
- 2) «Бухара-Урал» – 8 030 млн. м³/год, 1 576 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);
- 3) «Оренбург – Новопсков» – 14 600 млн. м³/год, 382 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);
- 4) МГ «Казахстан-Китай» – 3 909 км (оператор ТОО «Азиатский газопровод»);
- 5) МГ «Жанаозен-Ақтау» – 432 км (оператор АО «КТГ-Аймак»).

Вышеуказанные газопроводы позволяют осуществлять международный транзит туркменского и узбекского газа через территорию Казахстан в направлении России и Китая. Объем международного транзита газа через территорию Республики Казахстан за 2013 год составил 99,1 млрд. м³ или 101,9 % к 2012 году.

В настоящее время, в соответствии с исторически сложившейся системой магистральных газопроводов и газораспределительных сетей природный газ из 14 областей Казахстана поставляется только в 9 областей – Актюбинскую, Алматинскую, Атыраускую, Жамбылскую, Западно-Казахстанскую, Костанайскую, Кызылординскую, Мангистаускую и Южно-Казахстанскую.

Атомная промышленность

Атомная отрасль Республики Казахстан является одной из самых перспективных среди ресурсных отраслей с точки зрения развития технологического потенциала как самой отрасли, так и страны в целом. В настоящий момент наиболее развитым является передел добычи урана, однако существует возможность для развития всех основных сегментов производства и использования атомного топлива. На данный момент Казахстан слабо представлен в сегментах производства ядерного топлива. Наиболее маргинальные переделы переработки урана, такие как обогащение и фабрикация топливных сборок, вынесены за пределы Республики Казахстан, в то время как в Казахстане на базе Ульбинского металлургического завода осуществляется производство только уранового порошка и топливных таблеток.

Ресурсная база

По состоянию на 1 января 2013 года Государственным балансом учтены запасы урана в объеме 854 тыс. тонн. По объему извлекаемых запасов Казахстан занимает второе место в мире после Австралии. Объем прогнозных запасов урана в Казахстане оценивается на уровне 1,7 млн. тонн.

Наименование государства	Объем извлекаемых запасов урана, тыс. тонн
Австралия	1661
Республика Казахстан	854
РФ	487
Канада	469
Нигер	421
ЮАР	279
Прочие	1381

Крупнейшими по объему прогнозных запасов урана являются Шу-Сарысуйская и Сырдарьинская регионы Казахстана.

Регион	Объем прогнозных запасов урана, 100%=1,7 млн. тонн
Шу-Сарысуйская	57,8%
Сырдарьинская	18,8%
Северо-Казахстанская	16,4%
Илийская	4,5%
Прикаспийская	1,7%
Прибалхашская	0,8%

Объем ресурсной базы урана позволяет значительно нарастить добычу, однако существует риск исчерпания наиболее привлекательных месторождений с низкой себестоимостью, которые добываются методом подземного скважинного выщелачивания. По данным «Красной книги» АЯЭ/ОЭСР и Международного агентства по атомной энергии (далее – МАГАТЭ) объем достоверно оцененных ресурсов урана в Казахстане составляет 819 тыс. тонн, из них объем ресурсов с себестоимостью добычи менее 80 долл. США за кг. урана составляет около 59 %, с себестоимостью 80 – 130 долл. США за кг. – 18 %, а с себестоимостью 130 – 260 долл. США за кг. – оставшиеся 23 %. Даже при текущих сдержанных планах по увеличению объема добычи и наращиванию объема прироста (до 2030 года планируется добыть около 440 тыс. тонн урана, прирост составит около 190 тыс. тонн) наступит исчерпание наиболее рентабельных месторождений. Это приведет к увеличению средней себестоимости добычи с текущих 65 долл. США за кг. до 75 долл. США за кг. к 2030 году, при этом после 2030 рост себестоимости может быть существенным. Рост себестоимости добычи по мере исчерпания месторождений является глобальной проблемой, поэтому Казахстан не потеряет своей конкурентной позиции относительно прочих стран на горизонте до 2030 года.

Добыча урана

Стабильно наращивая добычу, Республика Казахстан заняла первое место в этом разделе. В последние годы в развитие отрасли были инвестированы значительные объемы средств: за последние 15 лет объем инвестиций превысил 3 млрд. долл. США. Это привело к устойчивому росту объема добычи: с 2004 года объем добычи урана вырос более чем в 6 раз.

Добыча урана в РК, тыс. тонн	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Всего	8,5	14,0	17,8	19,5	21,2	22,5

³Себестоимость указана для добычи методом подземного скважинного выщелачивания

Республика Казахстан обеспечивает более 35 % совокупной добычи урана в мире, при этом ключевой игрок в добыче урана в Казахстане – «Казатомпром» – обеспечивает порядка 20 % мировой добычи урана.

Более 70 % добычи урана в Казахстане осуществляется в рамках совместных предприятий «Казатомпрома» и мировых компаний. Ключевыми партнерами в добыче являются такие глобальные игроки, как французская компания Areva, канадская Cameco, российская UraniumOne и китайская CGNPC. Итоговая доля «Казатомпрома» в совокупной добыче по всем предприятиям Казахстана составляет более 55 %.

Весь добытый в Казахстане уран идет на экспорт, в первую очередь в Китай; импорт отсутствует.

Импортеры урана из РК	Объем импорта урана из РК, тыс. тонн
КНР	11,3
Европа	3,6
Южная Корея	2,3
США	0,8
Прочие	2,1

В перспективе до 2030 года ожидается рост рынка ядерного топлива на 115 % в денежном выражении (с 23,3 млрд. долл. США в 2012 году до 50,2 млрд. долл. США в 2030 году). Согласно экспертным оценкам, наибольшими по объему и прибыльности останутся передель добычи и обогащения урана. Оценочная рентабельность сегмента добычи урана по EBITDA составляет около 40 %, в сегменте обогащения – 45 %. В разделе конверсии рентабельность по EBITDA подвержена значительным колебаниям, но не превосходит 15 %. Рентабельность сегмента фабрикации в значительной степени зависит от спецификации топливных сборок и в среднем составляет около 15 – 25%. В денежном выражении наибольшие доли рынка формируются добычей и обогащением урана (около 48 % и 32 % соответственно), сегмент фабрикации топливных сборок занимает 16 %, а самым незначительным по данному критерию сегментом является конверсия – около 4 %.

Несмотря на аварию на атомной электростанции (далее – АЭС) Фукусима, ожидается ввод значительного количества новых АЭС и рост атомной генерации. Глобальный спрос на атомную энергетику продолжит расти в первую очередь за счет стран Азии. Основное сокращение ядерных программ планируется в странах Европы и в Японии. До 2030 года количество атомных реакторов в мире увеличится на 160 штук (+35%), причем основная доля

прироста придется на страны Азии – около 135 реакторов (+115%). Таким образом, глобальная установленная мощность атомной генерации вырастет на 55 – 60 % к 2030 году и составит около 600 ГВт (генерация в странах Азии вырастет на 184 %). Рост объема атомной генерации приведет к росту спроса на уран на 50 % к 2030 году.

По текущим проектам до 2020 года ожидается рост мировых поставок урана на 22 %. Глобальный рынок урана балансирует на грани дефицита, незначительный профицит наблюдался только в последние несколько лет и был обусловлен влиянием аварии на АЭС Фукусима. В перспективе спрос восстановится и продолжит рост, однако возникнет локальный провал уже со стороны предложения урана вследствие завершения глобальной программы разоружения и временного сокращения инвестиций в разработку новых месторождений. В 2014 году завершится программа «Megatonsto Megawatts» (BOY-HOU) по переработке ядерного арсенала Российской Федерации, которая обеспечивала поставки около 10 тыс. тонн уранового эквивалента ежегодно. Окончание поставок от разоружения будет частично компенсировано поставками урана из американских государственных резервов, однако глобальное предложение урана в краткосрочной перспективе сократится. Помимо этого, снижение цены на рынке урана привело к временной приостановке ряда проектов по разработке новых месторождений. Например, в 2012 году BHP Billiton отказалась от проекта по разработке рудника OlympicDam объемом 20 млрд. долл. США, также был отложен запуск крупных проектов Areva в Намибии и ЦАР: Trekkorje и Vakouma.

Для того чтобы удерживать лидирующее положение на глобальном рынке урана, Республике Казахстан потребуется активно развивать все возможные каналы сбыта. Основной фокус экспорта урана «Казатомпромом» направлен на быстрорастущий рынок Азии, при этом количество каналов сбыта в настоящий момент невелико. В основном экспорт урана осуществляется через совместные предприятия, причем часть из них организуется компаниями с целью обеспечения ураном собственных нужд, а часть – в рамках расширения профильного добывающего бизнеса. Для обеспечения сбыта всего добываемого урана необходимо дальнейшее развитие партнерств, а также расширение прямых поставок урана. Значительная доля потребления урана в Европе (до 16 % от всего потребления) приходится на казахстанский уран, при этом практически весь его объем поставляется компаниями Areva и Cameso. Поставки казахстанского урана в США незначительны и также осуществляются через партнеров, при этом потребители в США характеризуются наиболее чувствительным к цене спросом и предпочитают приобретать уран на спотовом рынке. Продажи урана в страны Западной Европы и США позволят реализовать конкурентное преимущество за счет низкой себестоимости добычи урана, однако для их реализации потребуются выход на прямые поставки без посредников, а также на спотовый рынок урана.

Дальнейшее развитие добычи урана сопряжено также с определенными техническими и логистическими ограничениями.

Одним из таких ограничений является недостаток высококвалифицированных кадров. В последние годы в Республике Казахстан возобновилась подготовка кадров в областях геологической разведки, геологических технологий и геофизики, однако сохраняется разрыв поколений между выпускниками учебных заведений и кадрами «предпенсионного» возраста. Дефицитными также являются кадры таких профессий, как химики и буровые мастера. Ситуация усугубляется значительным ростом требований к оплате труда, особенно в местах добычи, удаленных от крупных населенных пунктов.

Существенным ограничением для сбыта урана является отсутствие собственного выхода к портам и логистическая зависимость от России. Железнодорожная инфраструктура, обслуживающая добычу урана в Республике Казахстан, исторически включает в себя транспортные каналы, соединяющие места добычи урана в Казахстане, мощности по переработке в России и Ульбинский завод в Казахстане и не рассчитана на прочие каналы сбыта. В частности, развитие сбыта в страны Азии потребует расширения железнодорожной инфраструктуры. Транспортировка урана в прочие страны (Европа, США) осуществляется через

российские порты, что порождает риск изменения цен как на морскую, так и на железнодорожную перевозку в России. Одним из возможных инструментов для решения этой проблемы является заключение своп-контрактов с другими производителями урана, однако при этом Казахстан теряет долю рентабельности. Развитие добычи урана как по текущим, так и по новым месторождениям требует инвестиций в обновление и расширение активов. По мере исчерпания наиболее «простых» месторождений потребность в бурильном и насосном оборудовании будет расти с опережающим темпом. Ситуация усугубляется отсутствием производства необходимой техники в Казахстане и, как следствие, необходимостью импорта всего оборудования. Дальнейшее развитие добычи урана потребует введения дополнительных мощностей по производству серной кислоты. Будучи основным потребителем серной кислоты, сегмент добычи урана рос значительно быстрее, чем производство серной кислоты, что привело к дефициту. Объемы производства серы в Казахстане достаточно для создания мощностей по производству серной кислоты и покрытию потребности со стороны добычи урана.

Производство ядерного топлива

Выстраивание полного цикла производства ядерного топлива позволит Республике Казахстан нарастить конкурентные преимущества на мировом рынке и существенно увеличить прибыль. Лидерами отрасли практически по всем переделам являются французская Areva и российский Росатом, предлагающие своим клиентам обслуживание электростанций полного цикла, включающее все переделы создания топлива и работу с отработанным топливом (контракты типа Nuclear Steam Supply System – NSSS). США, включающий в себя все переделы цикла производства уранового топлива: от добычи до фабрикации. GE-Hitachi и Camoco также стремятся развить сегмент обогащения, чтобы иметь возможность предлагать комплексный продукт на рынке. Также целесообразно замыкать цепочку создания топлива полностью (до фабрикации тепловыделяющей сборки), так как это обеспечит внутренний спрос на продукты промежуточных переделов (конверсия, обогащение), рынок по которым перенасыщен. Кроме того, развитие переделов переработки урана позволит нивелировать значительную волатильность цены на уран на мировом рынке. Уран является товарным (commodity) продуктом, и фьючерсы на него торгуются на Нью-Йоркской бирже. С 2004 года значительную долю спроса и предложения стали формировать хедж-фонды и специализированные трейдеры (URC, NUL и прочие), при этом волатильность цен значительно усилилась из-за спекулятивной реакции на различные события (реализация гос. запасов урана США, авария на АЭС Фукусима, финансовый кризис и т.д.). В то же время стоимость обогащенного урана и топливных сборок формируется на основе средне- и долгосрочных контрактов и не подвержена финансовым спекуляциям.

Конверсия

Несмотря на глобальную низкую загрузку мощностей, на региональных рынках может наблюдаться дисбаланс спроса и наличия мощностей по конверсии урана. Вследствие низкой прибыльности конверсии, инвестиции в ее развитие в мире практически не производились, при этом средняя загрузка мощностей оставалась незначительной. Однако из-за различных ограничений на региональных рынках наблюдается дисбаланс спроса и наличия мощностей. Упаковка и транспортировка основного продукта конверсии – гексафторида урана затруднена вследствие повышенной химической опасности в случае аварии. Часть крупных компаний осуществляют конверсию исключительно в рамках собственного цикла создания стоимости и не поставляют гексафторид урана для прочих потребителей. Кроме того, гексафторид урана не является товаром сырьевого рынка. Все это приводит к тому, что на региональных рынках возникают дисбалансы спроса и предложения. Например, такой дефицит наблюдается на рынке Западной Европы. Также в случае реализации всех заявленных проектов по развитию

обогащения урана дефицит мощностей по конверсии может возникнуть в Китае. Развитие конверсии в Республике Казахстан может быть направлено на обеспечение собственных мощностей по обогащению, а также на покрытие будущего дефицита конверсии в странах Азии.

Обогащение

Существуют значительные ограничения для входа в сегмент обогащения урана, причем как в аспекте производства, так и в аспекте сбыта продукции. Около 95 % предложения в сегменте обогащения обеспечивают четыре компании (ТВЭЛ, URENCO, AREVA, USEC), ограничивающие доступ к технологии обогащения. Кроме того, США и Европа поддерживают ряд мер, ограничивающий их рынки обогащенного урана для внешних игроков:

- 1) согласно Russian Suspension Agreement, до 2020 года доля урана, обогащенного в России, в общем объеме используемого в США должна составлять не более 20 %;
- 2) первые прямые контракты между «Росатомом» и американскими производителями ядерного топлива на поставку обогащенного урана были разрешены только с 2012 года;
- 3) в США действуют пошлины на обогащенный уран, произведенный во Франции;
- 4) в Европейском Союзе (далее – ЕС) действуют ограничения на импорт обогащенного урана: не более 30 % урана, используемого в производстве, может быть обогащено за пределами ЕС.

Технологии обогащения имеют двойное назначение, что серьезно ограничивает возможности для появления новых игроков на рынке. Все компании после 1975 года локализируют мощности по обогащению урана на собственной территории или в странах, уже владеющих данной технологией. После ратификации договора о нераспространении ядерного оружия (1975 г.) лишь две страны сумели организовать полноценную ядерную программу «с нуля»: Иран и Северная Корея, при этом оба государства рисковали и рискуют международной изоляцией и экономическими санкциями со стороны Организации объединенных наций (далее – ООН). Меры МАГАТЭ, ООН и Организации Североатлантического договора (НАТО) вынудили Ливию и ЮАР свернуть ядерные программы.

Доступным вариантом остается стратегическое партнерство с выводом производства за пределы Республики Казахстан. МАГАТЭ рекомендует строительство совместных центров обогащения урана на территории «ядерных» государств (например, Eurodif – Франция обеспечивает топливом Швецию, Бельгию, Испанию, Италию).

В среднесрочной перспективе в мире ожидается реализация ряда проектов по расширению мощностей по обогащению, что в совокупности с дозагрузкой текущих мощностей приведет к значительному росту предложения в этом переделе и возникновению профицита. Таким образом, развитие передела обогащения в Казахстане должно ориентироваться преимущественно на собственные потребности.

Фабрикация

Республика Казахстан представлена на рынке фабрикации незначительной долей в переделах производства уранового порошка и топливных таблеток, при этом мощности в Казахстане существенно недозагружены.

Ожидается глобальный профицит мощностей по производству атомного топлива, однако значительный рост спроса в странах Азии предоставляет возможность развития поставок из Казахстана. На рынке производства атомного топлива в текущий момент и в перспективе ожидается значительный профицит: от 40% до 50%. Тем не менее, глобальный спрос на атомное топливо будет расти в первую очередь за счет стран Азии, со многими из которых у Казахстана уже налажены партнерские отношения в сфере добычи и поставок урана или поставок уранового порошка/таблеток (Китай, Южная Корея, Япония). Наличие свободных мощностей на УМЗ, исторически сложившиеся компетенции в создании уранового порошка и

таблеток, возможность заключения многосторонних контрактов на добычу урана и поставку топлива и географическое расположение являются конкурентными преимуществами Казахстана в этом сегменте.

Вхождение в передел фабрикации тепловыделяющей сборки (далее – ТВС) сопряжен с технологическими и рыночными ограничениями, поэтому наиболее реализуемым вариантом является создание совместного предприятия с крупным игроком. Ограничивающими факторами являются высокие требования к безопасности, требования к квалификации персонала, высокая технологическая сложность и необходимость инвестировать значительные средства в научно-технологические разработки. Кроме того, присутствуют специфические рыночные ограничения: необходимость сертификации, кастомизация топливных сборок под тип реактора, комплексность предложения и т.д. Каждая серия ТВС производится под конкретный тип реактора, что ограничивает рынок только новыми АЭС для независимого игрока. Поставки топлива должны быть сертифицированы соответствующим национальным органом. Крупные игроки включают поставки ТВС в контракты на строительство и обслуживание АЭС (в том числе, работу с ОЯТ). Для выхода на внешние рынки поставщик должен обладать наработанной репутацией надежного поставщика.

Стратегическое партнерство с крупным игроком позволит приобрести компетенции в технологиях и получить доступ к локальным рынкам. Преимуществами партнерства являются:

- 1) использование технологий партнера;
- 2) разделение инвестиций, капитальных затрат и связанных с ними рисков;
- 3) привлечение квалифицированных кадров;
- 4) возможность получения доступа к локальным рынкам;
- 5) ускоренная сертификация производства;
- 6) использование брэнда партнера с одновременным наращиванием собственной истории и репутации;
- 7) расширение поставок продукции всех переделов: от урана до ТВС.

Исходя из выбранного направления, основной целью атомной промышленности является последовательная реализация проектов по развитию производства ядерного топлива и атомной генерации: от оценки целесообразности до ввода в эксплуатацию.

Выстраивание полного цикла создания ядерного топлива и развитие атомной промышленности будет происходить поэтапно.

Электроэнергетическая отрасль

Электроэнергетика включает в себя производство, передачу и снабжение электрической и тепловой энергии и является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны.

Для экономики Республики Казахстан электроэнергетика имеет особое значение, поскольку ключевые отрасли страны, такие как металлургия и добыча нефти и газа, характеризуются высокой энергоемкостью. Соответственно, конкурентоспособность тяжелой промышленности Казахстана и качество жизни населения во многом зависят от надежного и качественного энергоснабжения потребителей по приемлемым ценам.

В результате реформирования электроэнергетической отрасли Республики Казахстан крупные электростанции были выделены в юридически обособленные предприятия, приватизированы или переданы в концессию. ТЭЦ вместе с тепловыми сетями были приватизированы или переданы в коммунальную собственность.

Производство электроэнергии

По итогам 2013 года, в единой энергетической системе (далее – ЕЭС) Республики Казахстан выработку электроэнергии осуществляет 76 электростанций.

На 1 января 2014 года установленная мощность составила 20 591,5 МВт, в том числе:
теплоэлектростанции – 18002,4 МВт;
гидроэлектростанции – 2 583 МВт
ветроэлектростанции – 5,6 МВт;
солнечные электростанции – 0,5.

Располагаемая мощность электростанций составила 17 108 МВт в зимний период и 15 320 МВт в летний период. При этом годовой максимум электрической нагрузки в 2013 году составил 13 099 МВт.

Доля генерирующих источников по видам топлива распределена следующим образом:
на угле – 73,2 %;
на газе – 18,4 %;
гидроэлектростанции (без малых ГЭС) – 8,1 %;
ВИЭ (в том числе малые ГЭС) – 0,3 %.

Выработка электроэнергии в Казахстане в 2013 году увеличилась на 1,9 % по сравнению с 2012 годом и составила 91 972,7 млн. кВтч, в том числе:

тепловыми электростанциями – 77 672 млн. кВтч;
гидроэлектростанциями – 7 701 млн. кВтч;
газотурбинными электростанциями – 6 645,8 млн. кВтч;
ветроэлектростанциями – 3,1 млн. кВтч;
солнечными электростанциями – 0,8 млн. кВтч.

В 2013 году потребление электроэнергии в Казахстане по сравнению с 2012 годом уменьшилось на 2 % и составило 89 640,8 млрд. кВтч.

Энергосистема Республики Казахстан условно разделена на три зоны – Северную, Южную и Западную.

На сегодняшний день в сегменте производства электроэнергии можно выделить ряд ключевых задач, решение которых позволит обеспечить стабильное развитие отрасли в дальнейшем:

1) Соблюдение баланса спроса и предложения электроэнергии при растущем потреблении.

Прогнозы потребления электроэнергии в Казахстане предполагают сохранение роста потребления электроэнергии в связи с динамичным развитием экономики. Так, даже с учетом достижения целевых показателей по снижению энергоемкости ВВП Казахстана, заложенных в Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2020 года, объем потребления электроэнергии к 2030 году составит от 136 млрд. кВтч до 175 млрд. кВтч, в зависимости от прогнозного сценария.

Строительство новых генерирующих мощностей частично решает проблему растущего спроса на электроэнергию. В рамках реализации Государственной программы по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан завершен ряд важных проектов по строительству и восстановлению электростанций совокупной мощностью 1 341 МВт:

строительство Уральской ГТЭС мощностью 54 МВт;
расширение Атырауской ТЭЦ на 75 МВт;
строительство ГТЭС на месторождении Акшабулак мощностью 87 МВт;
строительство Мойнакской ГЭС мощностью 300 МВт;
восстановление энергоблока № 2 на Аксуской ГРЭС мощностью 325 МВт;
восстановление энергоблока № 8 на Экибастузской ГРЭС-1 мощностью 500 МВт.

2) Снижение уровня износа генерирующего оборудования и увеличение резерва электрической мощности.

Текущий уровень износа электростанций составляет около 70 %. На начало 2013 года средний возраст оборудования тепловых электростанций составил 28,8 лет, гидроэлектростанций – 35,7 лет. При этом 57 % мощностей электростанций отработали более

30 лет.

Планируемая модернизация существующих и строительство новых электростанций позволит улучшить ситуацию с износом и неоптимальной загрузкой генерирующего оборудования, которая приводит к их ускоренному износу.

3) Развитие возобновляемых источников энергии и их интеграция в энергосистему Республики Казахстан.

Планы по строительству генерирующих мощностей с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии оказывают влияние на развитие мощностей тепловых электростанций. Для активного развития ВИЭ в Республике Казахстан существует ряд предпосылок:

во-первых, необходимость улучшения экологической ситуации и сокращения объемов выбросов загрязняющих веществ. Так, Республика Казахстан находится в первой тройке стран по объему выбросов парниковых газов на единицу ВВП;

во-вторых, принятая Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» предполагает производство 30 % электроэнергии на ВИЭ и альтернативных источниках энергии к 2030 году и 50 % – к 2050 году.

Природные условия в Республике Казахстан создают возможности для развития генерации с использованием энергии ветра, солнца, воды и атома. Гидропотенциал средних и крупных рек составляет 55 млрд. кВтч, малых рек – 7,6 млрд. кВтч в год.

Потенциал солнечной энергии по расчетам составляет около 2,5 млрд. кВтч в год, а количество солнечных часов в году оценивается в 2 200–3 000 из 8 760. Ветровой потенциал достигает 1 820 млрд. кВтч в год. Тепловой потенциал геотермальных вод составляет 4,3 ГВт, однако их использование наиболее целесообразно для целей теплоснабжения.

Таким образом, совокупный потенциал ВИЭ по генерации электроэнергии составляет 1 885 млрд. кВтч, тепловой потенциал – 4,3 ГВт. Наибольшим потенциалом обладает генерация на базе энергии ветра.

Также у Республики Казахстан имеется значительный потенциал по развитию атомной генерации. Этому способствует тот факт, что Республика Казахстан является мировым лидером по добыче урана, которая составляет около 20 тыс. тонн в год. В настоящее время также существуют планы по развитию производства атомного топлива.

Строительство АЭС на территории Республики Казахстан было запланировано давно, но первые активные шаги в этом направлении были сделаны в 2012 году. В планах развития отрасли заложен вариант строительства АЭС мощностью от 600 до 2 000 МВт до 2030 года. Однако на данный момент Республика Казахстан не располагает необходимыми технологиями для строительства, в связи с чем потребуются привлечение зарубежного партнера.

В итоге установленная мощность станций по производству электроэнергии с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии увеличится с 2,7 ГВт в 2012 году до 8 ГВт к 2030 году. На данный момент в Республике Казахстан предприняты меры по развитию генерации на ВИЭ, включающие формирование законодательной базы и принятие плана мероприятий по развитию данного сегмента. Так, в 2013 году были приняты закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии» и «План мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Республике Казахстан на 2013 – 2020 годы». Эти документы позволяют ускорить развитие сегмента ВИЭ, создав четкие организационные и правовые основы его функционирования с использованием лучшего мирового опыта.

4) Устаревшие технологии и, как следствие, низкая энергоэффективность отрасли и большой объем загрязнения электростанциями окружающей среды.

На долю объектов электроэнергетики приходится:

43 – 45 % общих выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников, треть из которых составляют выбросы золы. Выбросы от ТЭЦ являются

превалирующими – до 70 %.

68 – 73 % общих эмиссий парниковых газов;

10 % ежегодного объема образования отходов;

300 млн. тонн накопленных золошлаковых отходов (ЗШО), под складирование которых занято порядка 8,5 тыс. га. Переработка ЗШО в промышленном масштабе практически отсутствует.

По сравнению с зарубежными странами энергоэффективность электростанций является достаточно низкой. В качестве примера можно указать, что коэффициент полезного действия (КПД) угольных конденсационных электростанций в Казахстане составляет в среднем 32 %, в то время как в передовых зарубежных странах – 42 %.

5) Необходимость привлечения масштабных инвестиций в сегмент производства электроэнергии.

Реализация планов по строительству и восстановлению электростанций потребует значительных инвестиций до 5,0 трлн тенге с 2016 до 2030 года (в ценах 2011 года), в том числе 0,9 трлн. тенге на производство электроэнергии с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии (за исключением гидроэлектростанций).

Привлечение такого объема инвестиций требует организации эффективного рынка электроэнергии, а также улучшения применяемых методов ценообразования и тарифного регулирования.

Системный оператор

Системный оператор – национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности.

⁴«Мастер-план развития электроэнергетической отрасли РК до 2030 года»

Передача и распределение электроэнергии

Роль системообразующей сети в единой электроэнергетической системе Казахстана выполняет национальная электрическая сеть (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. Управление НЭС осуществляет АО «KEGOC».

На балансе АО «KEGOC» находится 297 линий электропередачи напряжением 35 – 1150 кВ, общая протяженность которых составляет 24,4 тыс. км (по цепям). Также на балансе находятся 76 электрических подстанции напряжением 35 – 1150 кВ.

Распределением электроэнергии в Казахстане занимаются 20 региональных энергетических компаний (далее – РЭК) и около 150 малых передающих компаний, которые контролируют электрические сети регионального уровня напряжением 0,4 – 220 кВ.

Можно выделить основную проблему сектора передачи и распределения электроэнергии, это высокий износ электросетевых активов и неполная адекватность топологии электрических сетей потребностям развития ЕЭС Казахстана требуют обновления, модернизации существующих и строительства новых электрических сетей.

На начало 2013 года уровень износа электрических сетей в Казахстане составил около

57 %. Потери электрической энергии в магистральных электрических сетях (НЭС) несколько выше, чем в развитых странах, однако для большинства из них характерны меньшие расстояния передачи электроэнергии и большая емкость рынка. Для Казахстана же свойственны протяженные сети между основными центрами потребления и генерации. Кроме того, для Республики Казахстан характерен резкоконтинентальный климат, что неблагоприятно сказывается на потерях на корону в электрических сетях напряжением 220 кВ и выше (доля потерь на корону составляет 20 – 30 % от общих потерь). В этой связи, с учетом обозначенных объективных факторов, нормативные технические потери в национальной электрической сети (магистральные сети) порядка 6 – 7 % являются практически оптимальными для сетей данного класса. В свою очередь, в распределительных сетях для Казахстана характерны весьма значительные потери. Многие из эксплуатируемых в настоящее время высоковольтных линий электропередачи РЭК построены более 40 – 50 лет назад, и имеют протяженность, значительно превышающую проектную. Уровень потерь региональных электросетевых компаний по итогам 2013 год колеблется от 4,76 % до 18,6 %. При этом необходимо учитывать, что разные уровни нормативных технических потерь объясняются различными объемами передаваемой энергии, различием в классах напряжения линий передач, протяженности сетей, количеством подстанций, топологией электрических сетей.

Рост энергопотребления и развитие генерирующего оборудования в Республике Казахстан, равно как и повышение качества и надежности энергоснабжения, требуют развития электросетевого комплекса. Так, существующей пропускной способности двух линий электропередачи 500 кВ «Север-Юг» недостаточно для покрытия пиковых нагрузок в Южной энергетической зоне за счет передачи электроэнергии из Северной зоны.

Также следует отметить проблему изолированности Западной энергозоны Казахстана от единой энергосистемы, что приводит к ограничению перетоков между энергозонами. Данный недостаток особенно актуален в часы пиковых нагрузок.

Инвестиции в обновление, модернизацию и строительство электрических сетей с 2016 до 2030 года оцениваются в 2,5 трлн. тенге (в ценах 2011 года), в том числе:

в магистральные сети – 0,8 трлн. тенге;

в распределительные сети – 1,7 трлн. тенге.

Сложившаяся структура собственности в сегменте распределения и передачи электроэнергии накладывает ограничения на его развитие.

В рамках сложившейся структуры собственности в сегменте передачи электроэнергии, большинство сетей классом напряжения выше 220 кВ находятся на балансе АО «KEGOC», однако часть сетей напряжением 220 кВ принадлежат РЭК, что усложняет оптимизацию работы ЕЭС Казахстана и ее развитие.

Большое количество энергопередающих организаций усложняет утверждение тарифа из-за необходимости учитывать индивидуальные особенности многих компаний. Также большое количество энергопередающих компаний ведет к высоким удельным затратам на услуги по передаче электроэнергии из-за неиспользования эффекта от масштаба при распределении расходов на обслуживание электрических сетей и накладных расходов.

Применяемый метод тарифообразования в Казахстане с использованием особого порядка формирования затрат направлен на недопущения необоснованного роста тарифов и содержит ряд ограничений по уровням и статьям затрат, учитываемых при формировании тарифов и перечня не включаемых затрат при формировании тарифов.

Услуги по передаче и распределению электроэнергии в Казахстане относятся к сфере естественных монополий и регулируются АРЕМ. Согласно действующему законодательству, тарифы электросетевых компаний должны обеспечивать компенсацию затрат, необходимых для предоставления регулируемых услуг, а также реализацию инвестиционной программы.

Для регулирования тарифов АО «KEGOC» и малых распределительных компаний используется так называемый нормативный метод, в соответствии с которым тариф утверждается на уровне, достаточном для компенсации операционных и капитальных затрат

электросетевой организации. Пересмотр тарифа в общем порядке в сторону увеличения происходит не чаще одного раза в год.

⁵«Мастер-план развития электроэнергетической отрасли РК до 2030 года»

С 1 января 2013 года тарифы РЭК регулируются по методу сравнительного анализа (бенчмаркинг), в рамках которого тарифы утверждаются на три года с возможностью ежегодной корректировки. Одной из основных целей данного метода является повышение эффективности РЭК.

Основной принцип метода бенчмаркинга состоит в том, что уровни тарифов должны зависеть от эффективности работы: чем эффективнее работает компания, тем выше тариф. Поэтому у каждой РЭК в первую очередь появляется стремление улучшить свои показатели – снизить потери, исключить неэффективные затраты, установить современное оборудование и провести модернизацию. Таким образом, установлена непосредственная связь между уровнем тарифа РЭК и результатами от его применения.

Также следует отметить, что на практике при утверждении тарифов электросетевых организаций отражение всех величин затрат в тарифе часто невозможно вследствие наличия ограничения на темп роста тарифа для конечных потребителей и того факта, что тарифы электросетевых организаций утверждаются по остаточному принципу после утверждения тарифов для энергопроизводящих организаций.

Вместе с тем, необходимо отметить, что АРЕМ ведет постоянную работу по совершенствованию тарифной политики.

Снабжение электрической энергией

На данный момент в Республике Казахстан зарегистрировано около 179 энергоснабжающих организаций (далее – ЭСО), около 40 из которых подлежат регулированию в рамках Закона Республики Казахстан «О естественных монополиях и регулируемых рынках».

В настоящее время тарифы электростанций и электросетевых организаций утверждаются в разное время в течение года, что приводит к необходимости согласования тарифа ЭСО с АРЕМ несколько раз в год.

Кроме того, механизм определения величины сбытовой надбавки рассчитывается в соответствии с правилами ценообразования на регулируемых рынках.

Производство и передача тепловой энергии

Система теплоснабжения Казахстана, состоящая из источников тепловой энергии, тепловых сетей и теплопотребляющих установок, развивалась в рамках реализации подхода централизованного теплоснабжения с существенной долей крупных источников тепла.

Производство тепловой энергии в Казахстане осуществляется на 40 ТЭЦ, 28 крупных котельных (тепловой мощностью более 100 Гкал/ч) и 5,6 тыс. малых котельных (тепловой мощностью менее 100 Гкал/ч). Производство тепловой энергии в разрезе источников представлено следующим образом:

- 45 % – ТЭЦ;
- 35 % – крупные котельные;
- 20 % – малые котельные.

Протяженность тепловых сетей в Республике Казахстан составляет 12 тыс. км в двухтрубном исчислении. Котельные и тепловые сети преимущественно находятся в государственной собственности.

В сегменте производства и передачи тепловой энергии можно выделить 3 ключевые

проблемы:

1) Износ основных фондов как ТЭЦ и котельных, так и тепловых сетей.

Основной проблемой системы теплоснабжения в Республике Казахстан является высокий износ, который сформировался в результате неэффективного управления отраслью и, как следствие, недостатка инвестиций.

Существенный износ оборудования приводит к высоким потерям при передаче тепловой энергии по тепловым сетям. Только 75 % произведенной тепловой энергии доходит до конечного потребителя. Аналогичный показатель для стран Прибалтики составляет 85 – 90 %, для Скандинавских стран – 90 – 95 %. Степень износа теплопроизводящего оборудования оценивается на уровне 70 %.

Основными причинами высокого износа системы теплоснабжения являются неэффективное использование финансовых ресурсов и их недостаточность. Во-первых, быстрый износ котельных и тепловых сетей происходит из-за пренебрежения требованиями технологической эксплуатации, в частности, использования некачественного угля и воды. Во-вторых, средства, выделяемые на ремонт котельных и тепловых сетей, часто расходуются неэффективно, поскольку при их освоении не учитывается наличие новых технологий и целесообразность модернизации котельной или ее полной замены.

2) Система тарифообразования направлена на недопущение необоснованного роста тарифов для потребителей.

Услуги по производству, передаче, распределению и снабжению тепла относятся к сфере естественных монополий. АРЕМ утверждает тарифы для организаций, оказывающих эти услуги не чаще одного раза в год.

Следует отметить, что деятельность АРЕМ, как регулятора в сфере естественных монополий направлена на достижение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий.

В рамках работы социально-экономического развития на постоянной основе проводит работу по сдерживанию инфляционных процессов посредством соблюдения показателей вклада в инфляцию изменений тарифов на регулируемые услуги, в том числе по теплоснабжению.

Среди достоинств существующей системы тарифообразования на тепловую энергию следует выделить:

наличие дифференцированных тарифов для потребителей с приборами учета и без, которая создает у потребителей стимулы к энергосбережению;

система упрощенного согласования тарифов для организаций системы теплоснабжения малой мощности сокращает объем административных процедур.

3) Раздробленность функций по регулированию и отсутствие единой долгосрочной стратегии в отрасли.

Государственное управление сегментом производства и транспортировки тепла также не является оптимальным. Так, ответственность за регулирование деятельности крупных источников тепловой энергии (более 100 Гкал/ч) лежит на Министерстве индустрии и новых технологий Республики Казахстан, в то время как ответственность за регулирование малых котельных возложена на Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан. Такая структура распределения ответственности приводит к отсутствию единой политики в рамках развития системы теплоснабжения.

Также следует отметить отсутствие практики создания, утверждения и исполнения схем развития теплоснабжения населенных пунктов и регионов. В результате система теплоснабжения большинства населенных пунктов развивается хаотично и без использования технологической оптимизации и долгосрочного планирования.

Модель рынка электроэнергии

Рынок электроэнергии Республики Казахстан состоит из двух уровней: оптового и розничного рынков электроэнергии.

Субъектами оптового рынка электроэнергии являются:

- 1) энергопроизводящие организации, поставляющие на оптовый рынок электроэнергию в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- 2) потребители электроэнергии, приобретающие электроэнергию на оптовом рынке в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- 3) Системный оператор, функции которого на сегодняшний день осуществляет Казахская компания по управлению электрическими сетями АО «КЕГОС»;
- 4) энергопередающие организации;
- 5) энергоснабжающие организации, не имеющие собственных электрических сетей и покупающие на оптовом рынке электроэнергию в целях ее перепродажи в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- 6) оператор централизованной торговли электроэнергией (АО «КОРЭМ»).

Оптовый рынок электроэнергии Республики Казахстан состоит из следующих субрынков:

- 1) рынок децентрализованной купли – продажи электрической энергии, функционирующий на основе заключаемых участниками рынка договоров купли-продажи электрической энергии по ценам и условиям поставки, устанавливаемым соглашением сторон;
- 2) рынок централизованной торговли – торговля электроэнергией на единой площадке с проведением аукционов с целью заключения контрактов: краткосрочных (на каждый час предстоящих суток) и форвардных (на год, месяц и неделю вперед);
- 3) балансирующий рынок купли-продажи отклонений от договорных объемов поставки и потребления электроэнергии, функционирующий в режиме реального времени. На данный момент балансирующий рынок работает в имитационном режиме;
- 4) рынок системных и вспомогательных услуг, на котором продаются услуги, необходимые для обеспечения надежности работы ЕЭС Республики Казахстан и соблюдения стандартов качества электроэнергии.

В 2009 году при ухудшении состояния генерирующих мощностей электростанции были разделены на 13 групп в зависимости от типа энергопроизводящих организаций, установленной мощности, вида используемого топлива, удаленности от местонахождения топлива. Для каждой из групп была введена предельная величина тарифа до 2015 года. Принятое законодательство позволило поставщикам согласовать тарифы с учетом необходимых средств на модернизацию, но при этом энергопроизводящие организации подписывают соглашения и берут на себя ответственность реализовать инвестиционную программу и ввести в срок модернизированные объекты. После введения в 2009 году предельных тарифов на услуги по производству электроэнергии основной объем электроэнергии на оптовом рынке поставляется на основании средне- или долгосрочных двусторонних договоров между оптовыми продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии. Оставшиеся субрынки оптового рынка электроэнергии практически не работают.

Следующие проблемы модели рынка электроэнергии сдерживают развитие электроэнергетики Республики Казахстан:

- 1) централизованный рынок электроэнергии, задачей которого является предоставление участникам рынка ценовых сигналов, неликвиден и не выполняет свои функции;
- 2) балансирующий рынок, стимулирующий участников качественно планировать свое потребление и поощряющий производителей выполнять команды Системного оператора, не работает;
- 3) отсутствие почасовой автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) не позволяет корректным образом распределить между участниками оптового рынка внутридневные объемы потребления, следовательно, и внутридневные колебания цен;

- 4) текущий механизм предельных тарифов не дает достаточных стимулов для строительства новых генерирующих мощностей;
- 5) отсутствие механизма, гарантирующего инвестиции в производство электроэнергии;
- 6) тарифное регулирование не создает стимулов для повышения эффективности производителей электроэнергии;
- 7) отсутствие проработанных механизмов функционирования оптового рынка электроэнергии после 2015 года;
- 8) инвестиционные обязательства, заложенные в предельных тарифах, не обеспечены необходимым уровнем контроля за исполнением;
- 9) система предельных тарифов снижает прозрачность сделок между поставщиками и потребителями на рынке двусторонних контрактов.

Субъектами розничного рынка являются региональные электростанции, региональные электросетевые компании, энергопередающие и энергоснабжающие организации и потребители, не получившие право покупать электроэнергию на оптовом рынке.

Кадровый потенциал

С точки зрения развития кадрового потенциала электроэнергетической отрасли могут быть отмечены следующие актуальные проблемы:

- 1) существенная нехватка профессиональных кадров;
- 2) низкий уровень подготовки молодых специалистов;
- 3) слабая мотивация для притока специалистов в отрасль;
- 4) отсутствие кадров для внедрения инновационных направлений.

2. Тенденции и видение развития

В последние несколько лет в ТЭК наметилась тенденция к снижению восполняемости и качества ресурсной базы, которая находит отражение в нефтегазовой, угольной и атомной отраслях. С точки зрения долгосрочного развития данная тенденция может привести к значительному падению уровня добычи полезных ископаемых и снижению экспортных доходов для государства. Для развития ресурсной базы необходимо привлечение значительных инвестиций в геологоразведочную деятельность, в особенности в сегменты добычи сырой нефти и урана.

Одной из ключевых задач является обеспечение растущих потребностей государства в электрической и тепловой энергии и моторных топливах. Рост экономики и населения Республики Казахстан потребует развития отрасли электроэнергетики, кроме того на текущий момент страна не обеспечена в полной мере высококачественными бензинами, дизельным топливом и товарным газом для населения. Сохранение и повышение энергобезопасности Республики Казахстан невозможно без создания соответствующей инфраструктуры и развития технологий.

Также важным аспектом функционирования ТЭК является экологическая безопасность государства, в частности, в сегментах нефтегазодобычи и угольной генерации, как основных источниках загрязнения окружающей среды, а также в рамках планируемой к развитию атомной электрогенерации.

Целью развития ТЭК в долгосрочной перспективе является повышение эффективности использования энергоресурсов для содействия роста экономики и качества жизни населения, а также укреплению внешнеэкономических связей.

Стратегические приоритеты развития ТЭК:

- 1) энергетическая безопасность;
- 2) развитие ресурсной базы;
- 3) улучшение экологии.

Основные задачи ТЭК до 2030 года:

- 1) модернизация и строительство новых активов в генерации и передаче электроэнергии и тепла, переработке нефти;
- 2) развитие внутренних рынков энергии и топлива, последовательная либерализация и развитие конкуренции;
- 3) интенсификация геологоразведочной деятельности путем привлечения инвестиций.
- 4) модернизация промышленности и транспорта, внедрение современных технологий для повышения эффективности использования энергоносителей и снижения негативного влияния на окружающую среду.
- 5) развитие технологий и инфраструктуры для использования альтернативных видов энергоносителей: ВИЭ, атомная энергетика, переработка попутного нефтяного газа, транспорт газа, углекислотное производство.
- 6) содействие интеграции Республики Казахстан в международные объединения: создание общего энергорынка в рамках единого экономического пространства (далее – ЕЭП), проработка условий вступления в ВТО.

Энергоэффективность и энергосбережение

Общие параметры развития

В течение последних нескольких лет вопросу повышения энергоэффективности и энергосбережению в Республике Казахстан уделяется пристальное внимание. Так, в 2012 году были приняты законы «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности».

Данные законы и соответствующие им подзаконные акты создают целостное правовое поле для развития и повышения энергоэффективности и энергосбережения, в частности:

- 1) введены нормативы энергопотребления для различных видов продукции и услуг;
- 2) введены обязательные требования по энергоэффективности для всех видов транспорта, электродвигателей, а также для зданий, строений, сооружений и их проектных документаций;
- 3) приняты правила проведения энергоаудита на промышленных предприятиях и зданиях;
- 4) введено требование заключения соглашения о повышении энергоэффективности с крупными промышленными потребителями (с использованием механизма Государственного энергетического реестра);
- 5) введен механизм оценки деятельности местных исполнительных органов по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- 6) утверждены правила деятельности учебных центров по переподготовке и повышению квалификации физических и юридических лиц, осуществляющих энергоаудит и (или) экспертизу энергосбережения, а также созданию, внедрению и организации системы энергоменеджмента.

Для практической реализации мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережению в Республике Казахстан был принят Комплексный план по повышению энергоэффективности Республики Казахстан на 2012 – 2015 годы, в котором определены системные меры, создающие условия снижения энергоемкости ВВП на 10 % до 2015 года.

Однако на пути повышения энергоэффективности существует ряд ограничений, которые Республике Казахстан необходимо преодолеть:

- 1) высокая цена импортных энергосберегающих строительных материалов;
- 2) ограниченный доступ к финансированию;
- 3) недостаточная осведомленность об энергоменеджменте и отсутствие достаточных навыков осуществления мероприятий по повышению энергоэффективности.

Теплоснабжающие организации получают оплату за общий объем отпущенного тепла

конечному потребителю, и, следовательно, они не заинтересованы в сокращении потерь в тепловых сетях. Напротив, снижение потерь в сетях может привести к снижению доходов теплоснабжающих организаций. По экспертным оценкам, только в 18% зданий установлены общедомовые приборы учета, при этом большая часть приборов не используется надлежащим образом.

Высокая цена импортных энергосберегающих строительных материалов приводит к существенным затратам на проведение термомодернизации жилых зданий, которые составляют 65 – 70% общих затрат при капитальном ремонте.

Лимитированный доступ к финансированию выражается в том, что теплоснабжающие организации ограничены в получении заемных средств, поскольку процесс установления тарифа не является достаточно прозрачным, что повышает риск возврата заемных средств. Также в Республике Казахстан не получила широкого распространения практика предоставления заемных средств под проведение проектов по повышению энергоэффективности.

Недостаточная осведомленность об энергоменеджменте и отсутствие достаточных навыков осуществления мероприятий по повышению энергоэффективности вызвана тем, что требования к энергоэффективности были ужесточены в короткие сроки. При этом обнаружилась существенная нехватка квалифицированных технических инспекторов.

Технический потенциал энергосбережения в республике оценивается на уровне 27,75 % от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов – 17,36 млн. тонн н. э.

В то же время, в условиях Казахстана экономически оправданной будет реализация только части этого потенциала – 19 % от общего объема потребления первичных энергетических ресурсов или порядка 12 млн. тонн н. э. Необходимый объем инвестиций на реализацию экономического потенциала – 4 млрд. долл. США.

Цели, задачи и ожидаемые результаты

Основной целью в рамках повышения энергоэффективности и энергосбережения в Республике Казахстан является создание условий для снижения энергоемкости ВВП и повышение энергоэффективности путем снижения нерационального энергопотребления и сокращения неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

Для достижения указанной цели предполагается решить ряд задач:

- 1) повышение энергоэффективности промышленности за счет модернизации мощностей и реализации программы мероприятий по повышению энергоэффективности;
- 2) снижение уровня потерь в электрических и тепловых сетях;
- 3) снижение удельных затрат на выработку электрической и тепловой энергии;
- 4) снижение потребления тепла в жилищном секторе;
- 5) формирование механизмов стимулирования деятельности энергосервисных компаний;
- 6) подготовка кадров в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- 7) масштабная пропаганда энергосбережения среди населения.

Ожидаемые результаты

Описание	2015 год	2020 год	2030 год
Снижение энергоемкости ВВП Казахстана	на 10 % от уровня 2008 года	на 25 % от уровня 2008 года	на 30 % от уровня 2008 года

Для поддержки повышения энергоэффективности и энергосбережения будут:

- 1) сформирована нормативная база:
создание системы регуляторных стимулов для повышения энергоэффективности;
создание системы подготовки кадров в области энергосбережения и повышения

энергоэффективности;

агитационная работа в области энергосбережения среди населения.

2) сформирована и оптимизирована инфраструктура:

повышение энергоэффективности промышленности за счет модернизации активов;

повышение энергоэффективности транспортного сектора, обновление парка;

снижение уровня потерь в электрических и тепловых сетях, удельных затрат на

выработку электрической и тепловой энергии;

снижение потребления тепла в жилищном секторе.

3) внедрены новые технологии:

повышение энергоэффективности промышленности за счет модернизации активов;

повышение энергоэффективности транспортного сектора, обновление парка;

снижение уровня потерь в электрических и тепловых сетях, удельных затрат на

выработку электрической и тепловой энергии;

снижение потребления тепла в жилищном секторе.

Угольная промышленность

Общие параметры развития

Прогноз добычи угля в Республике Казахстан, млн. т	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Энергетический уголь	103,5	109,7	110,5	113,0
Внутреннее потребление	75,0	84,2	87,0	92,0
Экспорт	28,5	25,5	23,5	21,0
Коксующийся уголь	12,2	14,1	14,1	14,1

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 экологичных технологий в угольной генерации. Качественное развитие угольной промышленности предполагает:

1) сдержанный рост объема добычи;

2) повышение эффективности недропользования: модернизация и внедрение новых технологий;

3) повышение качества производимого угля;

4) повышение экологичности угольной генерации;

5) развитие глубокой переработки и альтернативного использования 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. Наличие внутреннего рынка для продуктов углехимии 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.

Цели, задачи и ожидаемые результаты

Основной целью развития угольной промышленности в Республике Казахстан является повышение эффективности использования ресурсной базы угля для обеспечения потребностей внутреннего рынка топливно-энергетических ресурсов и повышения экологичности отрасли в целом.

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

- 1) сдерживание добычи угля при повышении ее эффективности;
- 2) развитие технологий глубокой переработки угля (углехимия, обогащение);
- 3) развитие технологий и инфраструктуры по использованию метана угольных пластов.

Ожидаемые результаты

Описание	2015 год	2020 год	2030 год
Разработка новых месторождений		Исследование качественных параметров угля Тургайского бассейна	Начало разработки Тургайского бассейна
Развитие обогащения угля	Рост доли обогащенного угля в структуре поставок на внутренний рынок	Рост доли обогащенного угля в структуре поставок на внешний рынок	Построено мощности по обогащению и переработке тургайского угля
Развитие углехимии	Оценка перспектив развития углехимии на основании пилотных проектов	Реализация пилотных проектов на углехимии	10% продуктов углехимии в структуре потребления (жидкие топлива, метанол, сжиженный углеводородный газ)
Развитие электрогенерации на метане угольных пластов	Мощность генерации до 6 МВт	Частичное покрытие потребностей в электроэнергии добывающих компаний	10% выработки электроэнергии на угольном метане

В целях качественного развития угольной промышленности будут:

- 1) оценены и определены перспективы использования новых технологий:
 - повышение эффективности недропользования путем модернизации предприятий и снижения себестоимости добычи;
 - реализация пилотных проектов в сегменте углехимии;
 - реализация локальных проектов по добыче и использованию метана угольных пластов.
- 2) расширен ассортимент продуктов угольной промышленности и повышено качество угля:
 - повышение качества угля за счет развития сегмента обогащения;

активное развитие различных подсегментов углехимии;
развитие локальной электроэнергетики на основе метана угольных пластов.

3) достигнута максимально возможная глубина переработки казахстанского угля, повышена экологичность генерации, а также начнется разработка наиболее перспективных месторождений.

Нефтяная промышленность

Общие параметры развития

В сегменте разведки и добычи нефтяная отрасль Казахстана обеспечена значительными запасами на временном горизонте в 15 – 20 лет в связи с развитием проектов «большой тройки» – Кашаганского, Тенгизского и Карачаганакского месторождений. В частности, до 2030 года планируется ряд проектов, которые позволят значительно нарастить объемы добычи, например, первая и я фазы разработки Кашаганского месторождения, 3-я фаза разработки Тенгизского месторождения и другие.

Прогноз добычи нефти по Республике Казахстан до 2030 года выглядит следующим образом:

Добыча нефти, млн. т	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Всего	83*	84	85	91	96	99	101,5	111,5	118,1

* с учетом возобновления добычи нефти на месторождении Кашаган в 2014 году.

В более долгосрочной перспективе при текущих планах разработки запасов и активности в сегменте геологоразведки до 2050 года может наступить значительный спад в физических объемах добычи УВС до 55 млн. тонн в год. Таким образом, для обеспечения поступательного развития нефтегазовой отрасли необходимо:

1) применение комплексного долгосрочного подхода к планированию разработки месторождений УВС;

2) активное развитие геологической отрасли и геологоразведочной деятельности, привлечение инвестиций в геологоразведку и создание в краткосрочной перспективе национального резервного фонда месторождений;

3) вовлечение в разработку ресурсов, нерентабельных в текущих условиях налогообложения, регулирования и уровня технологического развития, посредством создания экономических и фискальных стимулов к углублению разработки и развитию применяемых технологий повышения нефтеотдачи.

С точки зрения экспорта сырой нефти в долгосрочной перспективе структура внешнеторговых партнеров Республики Казахстан сохранится, за исключением растущей доли Китая. Европейский рынок сырой нефти будет стагнировать (медленное снижение спроса со скоростью - 0,8 % в год), однако снижение спроса на казахстанскую нефть на данный момент не прогнозируется. Основным драйвером изменения динамики спроса в долгосрочной перспективе станет Азиатско-Тихоокеанский регион (ежегодный темп роста спроса составит 2,1 % до 2030 года), в частности, Индия и Китай.

На текущий момент единственной рентабельной возможностью транспортировки нефти в восточном направлении является Казахстанско-Китайский трубопровод мощностью до 20 млн. тонн в год. Данный трубопровод спроектирован для транспортировки нефти месторождений Южно-Тургайского нефтегазоносного региона: Жанажол, Кенкияк и др. Соответственно, уже сейчас для того, чтобы максимально капитализировать сотрудничество с Китаем в рамках нефтегазового сектора, необходимо планировать соединение казахстанско-китайского

трубопровода с месторождениями Прикаспийского нефтегазоносного региона.

Также в перспективе могут быть рассмотрены проекты расширения нефтепровода «Атырау – Самара», строительства казахстанской, каспийской системы транспортировки. После реализации всех вышеперечисленных проектов суммарная экспортная мощность, без учета железной дороги, составит более 100 млн. тонн в год. С учетом реалистичных перспектив по наращиванию добычи транспортные мощности в перспективе до 2030 года не будут являться ограничением для наращивания экспорта сырой нефти.

В рамках решения проблемы дефицита внутреннего рынка моторных топлив на всех 3-х крупных нефтеперерабатывающих предприятиях Казахстана запланированы масштабные проекты по модернизации мощностей.

НПЗ	Глубина переработки		Проектная мощность, млн. тонн в год	
	До	После	До	После
Атырауский НПЗ	60%	83%	5,0	5,0
Павлодарских НХЗ	74%	80%	6,0	7,5
Шымкентский НПЗ	74%	79%	6,0	6,0

Модернизация АНПЗ предполагает использование гибких технологий, в зависимости от потребности внутреннего рынка можно будет получать максимальный объем нефтепродуктов стандарта качества Евро 4, 5 или ароматических соединений.

Действующие планы по развитию нефтеперерабатывающих мощностей направлены в основном на повышение глубины переработки сырой нефти, но не направлены на расширение объемов переработки, однако экономика Республики Казахстан характеризуется быстрыми темпами роста промышленности и автомобилизации населения.

Цели, задачи и ожидаемые результаты:

Основными целями развития нефтяного комплекса являются развитие ресурсной базы путем стимулирования разведки и добычи, а также повышение эффективности функционирования для обеспечения потребностей внутреннего рынка и обеспечения достаточного притока капитала за счет экспорта УВС для поддержания темпов роста экономики.

Стратегическими задачами развития нефтяного комплекса являются:

- 1) привлечение инвестиций в геологоразведку и эффективное технологическое развитие нефтедобычи;
- 2) обеспечение энергобезопасности по ключевым видам нефтепродуктов, полное покрытие внутреннего спроса на моторные топлива и смазочные материалы;
- 3) последовательная либерализация нефтепереработки и рынка нефтепродуктов;
- 4) содействие интеграции в международные объединения, подготовка к интеграции в ЕЭП;
- 5) развитие кадрового потенциала нефтегазового сектора.

Ожидаемые результаты

Описание	2015	2020	2030
Объем добычи нефти	84 млн. тонн в год	101 млн. тонн в год	118 млн. тонн в год
Мощности по переработке	Реконструкция и	Завершение	Расширение

нефти	модернизация НПЗ	модернизации НПЗ	мощностей на 5 млн. тонн
Глубина переработки нефти	70 %	90 %	90 %
Обеспечение потребностей внутреннего рынка нефтепродуктов	70 %	100 %	100 %
Доля прямых иностранных инвестиций в отрасль		Не менее 30 %	Не менее 30 %

В перспективе до 2030 года будут:

- 1) созданы экономические стимулы для привлечения инвестиций в геологоразведку и эффективного технологического развития нефтедобычи;
- 2) обеспечен кадровый потенциал нефтегазовой отрасли;
- 3) обеспечен трансфер технологий в сегменте нефтедобычи;
- 4) обеспечен внутренний рынок нефтепродуктов, расширены мощности по нефтепереработке;
- 5) развит конкурентный рынок нефтепродуктов и нефтепереработки.

Газовая промышленность

Общие параметры развития

В рамках выполнения целей по обеспечению газотранспортной инфраструктурой всех регионов Республики Казахстан разрабатывается генеральная схема газификации регионов. Однако реализацию планов по строительству распределительных газопроводов ограничивает ряд факторов:

1) ввиду отсутствия магистральных и распределительных газопроводов на значительной части территории, общий оценочный объем финансирования программы газификации составит около 10 млрд. долл. США;

2) основная часть проектов по газификации является заведомо убыточной ввиду низких объемов потребления и крайне низкой плотности населения в негазифицированных регионах.

По причине социальной значимости необходимо решение указанных факторов либо развитие альтернативных сценариев:

1) строительство распределительных сетей для населенных пунктов в радиусе порядка 50 км от магистральных газопроводов;

2) развитие альтернативных методов газификации более удаленных населенных пунктов за счет сжижения углеводородного и природного газа.

Реализация данных планов должна поддерживаться своевременным введением инфраструктуры по газопереработке для удовлетворения растущего спроса на товарный газ и сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ).

Цели, задачи и ожидаемые результаты

Основной целью газовой промышленности является развитие инфраструктуры для эффективной добычи и использования газа на внутреннем рынке.

Основными задачами газовой промышленности в долгосрочной перспективе являются:

- 1) развитие технологий и инфраструктуры для переработки ПНГ;
- 2) развитие инфраструктуры для использования сжиженного природного газа;
- 3) обеспечение газотранспортной инфраструктурой регионов Северного Казахстана;

- 4) развитие газификации удаленных районов и рынка моторных топлив на СУГ;
- 5) развитие высоких переделов переработки газа с получением нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Ожидаемые результаты

Описание	2015	2020	2030
Добыча природного газа	44,2 млрд. м ³ /год	62,0 млрд. м ³ /год	59,8 млрд. м ³ /год
Объем обратной закачки ПНГ	Не больше 12,5 млрд. м ³ /год	Не больше 22,8 млрд. м ³ /год	Не больше 25,1 млрд. м ³ /год
Внутреннее потребление товарного газа	13,6 млрд. м ³	16,2 млрд. м ³ /год	18,4 млрд. м ³ /год
Газификация регионов		Акмолинская и Карагандинская области	Северные и Восточные области
Внутренний рынок СУГ	2,4 млн. т/год	3,3 млн. т/год	2,8 млн. т/год
Развитие газохимии		Ввод в эксплуатацию ИГХК с выпуском 500 тыс. тонн/год полипропилена (2018 г., Первая фаза) и 800 тыс. тонн/год полиэтилена (2019 г., Вторая фаза).	Расширение ИГХК (Третья фаза) переработка 3 млн. тонн стабильного конденсата с месторождения Карачаганак и 850 тыс. тонн в год СУГ с месторождения Кашаган.

До 2030 года 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) обеспечена инфраструктура для использования сжиженного природного газа;
- 3) обеспечена автономная газификация на СУГ;
- 4) создана газотранспортная инфраструктура для газификации (газификация регионов Северного Казахстана);
- 5) обеспечен рынок автомобильного топлива на СУГ;
- 6) создано газохимическое производство по переработке фракций попутного нефтяного газа (в основном, этана и пропана).

Позитивная оценка возможностей развития нефтегазохимических производств подтверждена результатами многочисленных исследований, в том числе, международными нефтегазодобывающими компаниями, такими как Exxon Mobil, Shell, Basell и консалтинговой компанией Nexant.

Основным экономическим и технологическим преимуществом для производства этилена – базового нефтегазохимического продукта является наличие природных и попутных газов освоения месторождений в различных регионах Республики Казахстан (Тенгиз, Каспий), в которых фракция, содержащая этан, составляет от 13 до 16% и выше от общего объема газа.

Для обеспечения успешной реализации инвестиционных проектов и условий для привлечения инвестиций Указом Президента Республики Казахстан в 2007 году на период до

31 декабря 2032 г. в Атырауской области создана специальная экономическая зона «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» (СЭЗ). На территории СЭЗ самый капиталоемкий и инновационный проект по переработке газового сырья – «Строительство Интегрированного газохимического комплекса» (ИГХК). Проект реализуется в две фазы и предполагает производство 1,3 млн. тонн в год полимерной продукции: 500 тыс. тонн полипропилена в год (Первая фаза ИГХК) и 800 тыс. тонн полиэтилена (Вторая фаза ИГХК).

На территории СЭЗ в ближайшие годы планируется реализация и ряда других проектов. В частности, предполагается расширение ИГХК (Третья фаза) в рамках проекта «Организация нефтехимического производства на базе сырья с месторождений Карачаганак и Кашаган» – комплекс по переработке стабильного конденсата с месторождения Карачаганак (предварительно – 3 млн. тонн) и сжиженного углеводородного газа с месторождения Кашаган (предварительно – 850 тыс. тонн в год). Кроме того, реализация проекта «Производство полимерной продукции в Атырауской области» позволит выпускать конечную продукцию путем дальнейшей переработки базового нефтехимического сырья с ИГХК. Также на территории СЭЗ предполагается реализовать проект «Производство бутадиена и синтетического каучука», сырьем для производства бутадиена является бутан.

В 2013 году для нефтехимических проектов определены основные условия поставки газового сырья на долгосрочный период (до 2033 г.) в рамках Меморандума о взаимопонимании между Правительством Республики Казахстан и ТОО «Тенгизшевройл». В соответствии с данным Меморандумом поставки газового сырья будут осуществляться в следующих объемах:

- пропан в объеме 550 тыс. тонн/год (для производства полипропилена);
- сухой газ в объеме 6,3 млрд. куб./год (для производства полиэтилена);
- бутан в объеме 380 тыс. тонн (для производства бутадиена).

Таким образом, базовая и с высокой добавленной стоимостью нефтегазохимическая продукция будет производиться путем глубокой переработки собственного углеводородного сырья и дополнительных сырьевых ресурсов с использованием технологий взаимодействия производств глубокой переработки с продуктами первичной переработки с НПЗ, ГПЗ. На основе базового нефтегазохимического сырья, полученного по вышеперечисленным производствам, планируется создание производств по выпуску товаров промышленного и бытового назначения для смежных отраслей экономики.

Атомная промышленность

Общие параметры развития

Прогноз добычи урана в РК, тыс. тонн U	2015	2020	2025	2030
Всего	24,9	25,5	20,9	20,5

⁶Падение добычи после 2020 года не номинальное, так как прогноз строится только по разведанным месторождениям

С завершением этапа активного наращивания добычи урана в Республике Казахстан приоритетным направлением в атомной промышленности должно стать выстраивание полного цикла создания ядерного топлива, максимально полно использующего собственную ресурсную базу. Развитие полного цикла предполагает:

- 1) создание мощностей по конверсии урана;
- 2) развитие обогащения урана в рамках совместного предприятия вне территории

Республики Казахстан;

- 3) увеличение поставок порошка и топливных таблеток из обогащенного урана;
- 4) локализация производства топливных сборок;
- 5) развитие атомной генерации.

Преимуществами выбранного направления являются развитие технологий для создания продукта с высокой добавленной стоимостью, расширение экспортного потенциала, возможность предложения комплексного продукта на глобальном рынке и развитие новых каналов сбыта.

Для того чтобы реализовать замыкание цикла и развитие высокотехнологичных переделов в атомной промышленности, у Республики Казахстан уже есть значительные преимущества: наличие ресурсной базы и задела в технологиях и мощностях (Ульбинский металлургический завод). При этом существуют значительные ограничения, которые предстоит преодолеть, такие как дефицит квалифицированных кадров и высокие барьеры на вход в сегменты обогащения и фабрикации.

Цели, задачи и ожидаемые результаты

Основной целью развития атомной отрасли является выстраивание полного цикла создания ядерного топлива при сдержанном наращивании объемов добычи и расширении каналов урана.

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

- 1) сдержанное наращивание добычи урана и расширение каналов сбыта;
- 2) развитие обогащения урана, выход на проектную мощность предприятия по обогащению;
- 3) реализация проектов по развитию конверсии и организации производства ядерного топлива;
- 4) проработка и реализация проекта по строительству АЭС;
- 5) создание наукоемких производств и научно-исследовательских центров для поддержания развития атомной отрасли;
- 6) обеспечение атомной отрасли профессиональными кадрами.

Ожидаемые результаты

Описание	2015	2020	2030
Добыча урана	В соответствии с заключенными контрактами на недропользование		
Развитие обогащения урана	Загрузка мощностей до проектного уровня 2,5 млн. единицы работы разделения в год		
Развитие конверсии и производства ядерного топлива	Выбраны партнеры и проработаны проекты по развитию переделов конверсии и производства ядерного топлива	Введены мощности производства топливных сборок в рамках совместного предприятия; в случае окупаемости, введены мощности по конверсии	Замкнут цикл создания атомного топлива, перерабатывающий значительную долю собственной добычи урана в топливо с высокой добавленной

		– до 6 тыс. тонн гексафторида урана в год	стоимостью
Расширение каналов сбыта	Заключены контракты на поставки урана, уранового порошка и топливных таблеток в Индию, США и страны Европы	Налажены каналы сбыта ядерного топлива	Заключены долгосрочные контракты на поставку топлива для АЭС стран Азии и Европы
Развитие атомной генерации	Выбраны параметры и площадка для строительства АЭС	Проработан проект и начато строительство АЭС в РК	Построена и обеспечена сетевой инфраструктурой АЭС мощностью до 1000 МВт
Создание банка ядерного топлива		В РК создан Международный банк низкообогащенного урана МАГАТЭ	

До 2030 года будет обеспечено сохранение лидирующих позиций Республики Казахстан по добыче урана, а также будут оценены основные проекты по развитию переделов производства ядерного топлива.

При этом будут:

- 1) обеспечены поставки ядерного топлива на мировой рынок в виде комплексного продукта;
- 2) завершено строительство АЭС;
- 3) созданы наукоемкие производства и научно-исследовательские центры для поддержания развития атомной отрасли.

Электроэнергетическая отрасль

Ключевой целью разработки и принятия Концепции является обеспечение сбалансированного и устойчивого развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан с учетом стратегических интересов государства, которые должны учитывать потребность в обеспечении дальнейшего экономического роста, повышения качества жизни населения и укрепления энергетической безопасности страны.

Сбалансированное и устойчивое развитие электроэнергетической отрасли осложнено формированием для участников отрасли слабых стимулов к повышению эффективности. Наиболее органичным путем повышения эффективности является применение лучших управленческих практик и современных технологий с учетом экономических и культурных реалий Республики Казахстан. Для этого потребуются привлечение ведущих мировых энергетических компаний и финансовых институтов в роли инвесторов, а также создание и поддержание стимулов к конкуренции в электроэнергетике.

Для успешного развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан предстоит решить ряд задач:

- 1) соблюдения баланса спроса и предложения электроэнергии при растущем потреблении. В последние годы неотъемлемым фактором развития электроэнергетики Казахстана является рост спроса на электроэнергию в связи с динамичным развитием экономики. Рост спроса на электроэнергию влияет на требуемый состав и состояние активов в производстве, передаче и распределении электроэнергии;
- 2) снижения уровня износа оборудования, увеличение резерва электрической мощности и мощности энергопередающего оборудования. Рост спроса на электроэнергию происходит в

условиях высокого износа активов, достигающего уровня 60–80% в среднем по единой энергетической системе (ЕЭС) Казахстана. Также следует отметить ограниченный запас резерва электрической мощности и мощности энергопередающего оборудования даже с учетом потенциала реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности;

3) развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и их интеграция в энергосистему Республики Казахстан. Республика Казахстан выбрала путь, направленный на снижение количества выбросов парниковых газов в атмосферу, переход к «зеленой экономике», повышение энергоэффективности и энергосбережение. Поскольку Республика Казахстан обладает определенным потенциалом развития ВИЭ, эти возможности необходимо использовать для достижения поставленных целей;

4) усиления связей между Северной и Южной энергозонами, а также подключение к единой энергосистеме Западной энергозоны. Для обеспечения национальной электроэнергетической безопасности необходимо усиление связей между центрами производства и потребления электроэнергии. В частности, необходимо увеличить пропускную способность линии электропередачи между Северной и Южной энергозонами, построить линии электропередачи, соединяющие Запад с ЕЭС Казахстана;

5) развития маневренной газовой генерации в Западной энергозоне для обеспечения выдачи мощности в Южную и Северную энергозоны и покрытия потребности в пиковых мощностях Севера и Юга (снижение зависимости от покупки регулирующей мощности из сопредельных энергосистем);

6) привлечения масштабных инвестиций в отрасль. Для достижения ключевой цели электроэнергетики – обеспечение надежного и качественного энергоснабжения в соответствии с мировыми стандартами – в ситуации растущего спроса, высокого износа оборудования и ограниченного запаса резерва мощностей, требуется значительный объем капитальных вложений около 7,5⁷ трлн тенге с 2016 до 2030 года (в ценах 2011 года). Учитывая ограничения, накладываемые на темп роста тарифа для конечных потребителей, необходимый объем инвестиций не может быть полностью профинансирован за счет средств, заложенных в тариф. С учетом указанных ограничений на темп роста тарифа, одним из способов финансирования капитальных вложений является привлечение частных инвестиций. На данный момент их объем является недостаточным в связи с существованием следующих основных проблем отрасли:

государственное управление характеризуется умеренной эффективностью стимулирования развития электроэнергетики, непрозрачными и громоздкими процедурами администрирования;

отсутствие полной конкуренции на рынке производства электроэнергии из-за высокой доли государственной собственности и особенностей развития финансово-промышленных холдингов с собственными генерирующими мощностями;

7) увеличения экспортного потенциала – создание условий для экспорта электроэнергии в сопредельные страны, в первую очередь, в Россию и Республику Беларусь транзитом через Россию. Решение вопроса равного доступа энергопроизводящих организаций Республики Казахстан на рынок сопредельных стран в рамках действующих соглашений внутри ЕЭП и договора о Евразийском Экономическом Союзе;

8) повышения энергоэффективности в Республике Казахстан. Удовлетворение растущего спроса на электроэнергию возможно не только за счет увеличения объема выработки, но и за счет сдерживания роста потребления электроэнергии. Профицит генерирующих мощностей, сформировавшийся в начале 90-х годов в Республике Казахстан, снижал значимость мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению. Однако повышение потребления электроэнергии и рост цен сделали меры энергоэффективности и энергосбережения актуальными. Крайне низкие показатели, характеризующие энергоэффективность и энергосбережение в Республике Казахстан, делают экономически обоснованными многие проекты и программы в данной сфере.

9) исключения перекрестного субсидирования при производстве тепловой и

электрической энергии на ТЭЦ. Перекрестное субсидирование снижает инвестиционную привлекательность проектов строительства ТЭЦ вследствие завышения стоимости электроэнергии, производимой на ТЭЦ, вследствие чего электроэнергия становится неконкурентоспособной на оптовом рынке. При этом комбинированная выработка тепловой и электрической энергии является наиболее энергоэффективной технологией.

Общие параметры развития

Общие параметры развития электроэнергетики Республики Казахстан должны учитывать:

- 1) сохранение тенденции роста потребления электроэнергии (представлено в разделе Производство электроэнергии).
- 2) умеренный рост тарифа (цены) на электроэнергию.
- 3) увеличение доли производства электроэнергии на альтернативных и возобновляемых источниках энергии до 30 % к 2030 году и до 50 % к 2050 году в рамках перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике».
- 4) достижение целевых показателей по снижению энергоемкости ВВП Казахстана не менее, чем на 10 % к 2015 году по сравнению с уровнем 2008 года и не менее, чем на 25 % к 2020 году и 30 % к 2030 году в рамках Стратегического плана развития Республики Казахстан до 2020 года и перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике».
- 5) сохранение значимой доли производства электроэнергии на угольных электростанциях в совокупном производстве электроэнергии.
- 6) снижение негативного воздействия электроэнергетической отрасли на окружающую среду.
- 7) внедрение передовых технологий в электроэнергетике.

Цели, задачи и ожидаемые результаты

В рамках реализации Концепции предполагается достижение четырех основных целей:

- 1) существенное снижение среднего уровня износа электроэнергетического оборудования в Республике Казахстан к 2030 году;
- 2) привлечение инвестиций в электроэнергетическую отрасль около 7,5 трлн. тенге с 2016 до 2030 года;
- 3) обеспечение сдержанного роста тарифов на электроэнергию для конечных потребителей до 2030 года;
- 4) обеспечение независимости и самодостаточности работы ЕЭС Казахстана к 2030 году.

Для реализации поставленных целей необходимо решить следующие задачи:

- 1) внедрение модели оптовых рынков электроэнергии и мощности, создающих стимулы к повышению эффективности генерирующего оборудования, обеспечивающих возможность получения требуемой доходности инвестиций и способствующих качественному и надежному энергоснабжению (с учетом требования улучшения экологии);
- 2) кардинальное преобразование действующей системы тарифообразования энергопроизводящих организаций, что позволит на рынке купли-продажи электроэнергии и мощности заключать долгосрочные договоры, создающие стимулы для собственников энергетических предприятий к повышению эффективности и обеспечивающие возможность получения необходимой доходности инвестиций;
- 3) рассмотреть возможность разработки долгосрочных тарифов в сегменте производства и передачи электрической и тепловой энергии до 2030 года;
- 4) повышение требований к раскрытию информации ЭСО и публикации этой информации на едином информационном портале, доступном для всех пользователей;
- 5) изменение неоптимальных процедур государственного управления отраслью;

6) оптимизация структуры организаций в сегментах распределения электроэнергии и снабжения электроэнергией за счет создания стимулов к укрупнению игроков;

7) создание новой системы экономических и правовых отношений между субъектами сегмента производства и передачи тепловой энергии, способствующей развитию сегмента.

Достижение данных целей и выполнение вышеописанных задач должны способствовать реализации миссии электроэнергетической отрасли по обеспечению энергобезопасности Республики Казахстан и надежному энергоснабжению потребителей.

Ожидаемые результаты

Описание	2015	2020	2030
Ввод новых генерирующих мощностей	+2005 МВт относительно уровня 2013 года	+3884 МВт относительно уровня 2015 года	+1645 МВт относительно уровня 2020 года
Строительство линий электропередач 220-500 кВ	+380 км относительно уровня 2013 года	+3145 км относительно уровня 2015 года	+5340 км относительно уровня 2020 года
Износ основных фондов в сегменте генерации э/э	70%	60%	40%
Износ основных фондов в сегменте передачи э/э	60%	50%	30%
Доля ВЭС и СЭС в выработке электроэнергии		3%	10%
Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии		20%	25%
Снижение выбросов углекислого газа в электроэнергетике		Уровень 2012 года	-15 % (относительно уровня 2012 года)
Суммарный объем привлеченных инвестиций в отрасль (в ценах 2011 года)		8,3 трлн. тенге	

Основными направлениями являются:

1) модернизация и строительство приоритетных объектов энергетики, необходимых для эффективного функционирования внутреннего рынка;

2) развитие технологий ВИЭ;

3) повышение инвестиционной привлекательности отрасли;

4) сдерживание тарифов для промышленности с целью сохранения конкурентного преимущества предприятий на мировом рынке.

5) повышение экологичности производства тепловой и электрической энергии;

6) эффективное вовлечение альтернативных и возобновляемых источников энергии в энергобаланс.

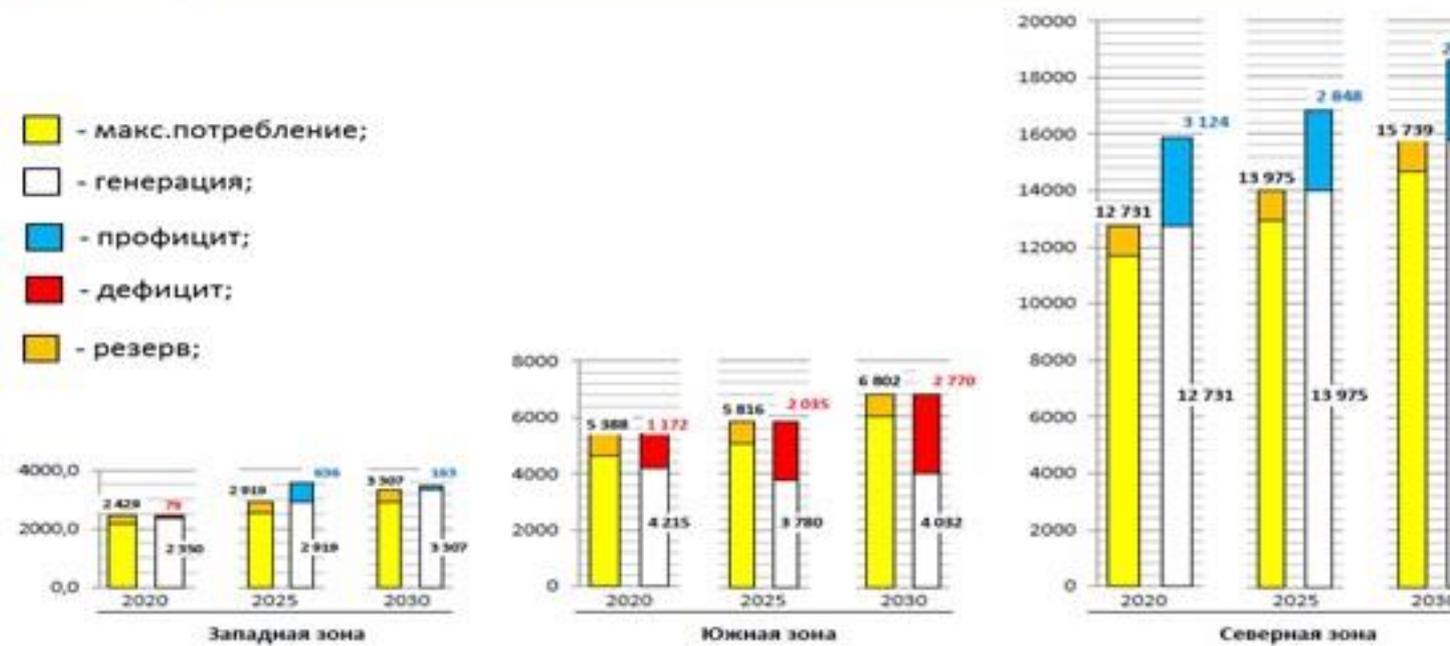
⁸С переводом теплоэлектростанций в крупнейших городах на газ при наличии доступных объемов газа и приемлемой цене на газ

Энергобаланс Республики Казахстан до 2030 года

Баланс электрической мощности является основополагающим документом для принятия решения о введении новых генерирующих мощностей, поскольку в рамках него выявляется территория (зона) потенциального дефицита электрических мощностей, срок возникновения и объем этого дефицита.

На сегодняшний день в Казахстане баланс ежегодно утверждается Уполномоченным органом на семилетний период. Особенностью баланса мощности является то, что он разрабатывается под прогнозные максимальные годовые нагрузки в энергосистеме, которые обычно возникают только лишь в одном месяце года, а именно в декабре.

Баланс мощности Казахстана по зонам до 2030 года



Говоря о Северной зоне, можно отметить, что она будет оставаться избыточной. Этого избытка будет достаточно, чтобы вплоть до 2030 года покрывать дефицит мощности Южной зоны (с учетом резерва) через транзит Север-Юг, третья очередь которого планируется к введению в 2018 году. Однако, начиная с 2030 г., прогнозируемый рост нагрузки Юга страны превышает возможности вышеуказанного транзита по передаче избытка мощности из Северной зоны, что в итоге может привести к потенциальному дефициту в 470 МВт (с учетом резерва Южной зоны). Западная зона до 2030 года остается самобалансирующей с некоторым избытком мощности.

Баланс мощности ЕЭС Казахстана на период до 2030 г., МВт

№	ЕЭС Казахстана	Прогноз								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Максимальная потребляемая электрическая мощность	15000	16000	16500	17000	17500	18000	18500	20500	23600
2	Необходимый резерв мощности	1373	1567	1618	1641	1991	2018	2049	2210	2248
3	Генерация	17325	18223	19621	19849	20594	21379	22422	24158	26100
4	Дефицит (+)/Избыток (-)	-952	-655	-1504	-1209	-1104	-1362	-1874	-1448	-252

Баланс мощности Северной зоны на период до 2030 г., МВт

№	Наименование	Прогноз								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Максимальная электрическая нагрузка	9790	10360	10630	10900	11170	11430	11700	12910	14640
2	Необходимый резерв мощности	829	970	1001	1001	1004	1007	1032	1065	1099
3	Генерация	12773	13218	14523	14572	14691	14816	15856	16823	18598
4	Дефицит (+) /Избыток (-)	-2155	-1889	-2893	-2672	-2518	-2379	-3125	-2848	-2859
5	Перетоки в Южную зону	1269	1350	1350	1350	1558	1064	1172	2035	2300

Вводы мощности в Северной зоне на период до 2030 г.

№	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	ТЭЦ - 2 АО «Астана-Энергия» 240 МВт расширение		120	120						
2	Экибастузская ГРЭС - 1 (бл. № 1,2)1000 МВт	500		500						
3	Экибастузская ГРЭС-2 расширение 1290 МВт			630					660	
4	ТЭЦ-3 Астана 240МВт					120	120			

5	ТЭЦ в г. Кокшетау 180 МВт							180		
6	ГТУ Актобе ТЭЦ расширение 50 МВт		50							
7	ЖГТЭС-56 расширение 48 МВт		48							
8	ПГУ РБЗ 40 МВт		40							
9	Семипалатинская ТЭЦ-3 250 МВт							250		
10	Усть-Каменогорская ТЭЦ расширение 103 МВт		103							
11	Карагандинская ТЭЦ - 4 330 МВт							330		
12	ТЭЦ-3 ТОО «Караганды - Энергоцентр» расшир. 150 МВт	150								
13	Тургайская ТЭС 1320 МВт								1320	

Вводы мощности Западной зоны на период до 2030 г.

№	Наименование	Прогноз								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Максимальная электрическая нагрузка	1580	1760	1840	1920	2000	2090	2180	2530	2920
2	Необходимый резерв мощности	184	214	221	232	237	244	249	389	387
3	Генерация	1830	2183	2246	2416	2381	2381	2351	3555	3470
4	Дефицит (+)/Избыток(-)	-66	-209	-185	-264	-144	-47	79	-636	-163

Вводы мощности в Западной зоне на период до 2030 г.

№	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	ГТЭС газохимического комплекса 140 МВт		140							
2	ГТЭС ГСУ ИГХК 50 МВт		50							
3	ЭС «Кашаган» Agip КСО расширение 150 МВт		150							

4	АО «Атырауская ТЭЦ» расширение 185 МВт		185						
5	ТЭЦ АО «АНПЗ» расширение 12 МВт	12							
6	ГТЭС в г. Уральск 150 МВт				75			75	
7	ГТЭС в г. Уральск 200 МВт		100		100				
8	ГТЭС Каламкас 90 МВт		90						
9	ТЭЦ в г. Жанаозен 12 МВт	12							
10	ПГУ 250 МВт							250	

Примечание:

1) в утвержденном балансе электрической энергии и мощности на 2014–2020 годы учтено то, что после 2020 года электрические мощности, располагаемые компаниями нефтегазового сектора, будут полностью задействованы в общем балансе мощности западной зоны: в настоящее время подобные компании имеют большой резерв мощности, доходящий до 100 % от их собственного потребления, который они не заинтересованы выдавать в общую сеть;

2) в утвержденном балансе не рассматривалось строительство АЭС в западной зоне, ввиду отсутствия дефицита мощности при введении уже запланированных электростанций.

Баланс мощности Южной зоны на период до 2030 г.

№	Наименование	Прогноз								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Максимальная электрическая нагрузка	3630	3880	4030	4180	4330	4480	4620	5060	6040
2	Необходимый резерв мощности	361	383	396	408	750	767	768	756	762
3	Генерация	2722	2821	2852	2861	3522	4182	4215	3780	4032
4	Дефицит (+)/Избыток(-)	1269	1442	1574	1727	1558	1064	1172	2035	2770
5	Перетоки из Северной зоны	1269	1350	1350	1350	1558	1064	1172	2035	2300
6	Перетоки из Центральной Азии	0	92	224	377	0	0	0	0	470

Вводы мощностей в Южной зоне на период до 2030 г.

№	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1	Балхашская ТЭС 1320 МВт					660	660			

2	Кербулакская ГЭС 33 МВт							33		
3	ГЭС 19 - 22 на р. Шелек 60,8 МВт	14	14	13	17					
4	ГЭС - 29 на р. Шелек 34,8 МВт	35								
5	Рудничные ГЭС - 1,2 на р. Коксу 42 МВт		19	23						
6	ГЭС Кызылбулак на р. Коксу 53 МВт							53		
7	ПСУ завода «СКЗ - У» 18 МВт	18								
8	Каскад Меркенских ГЭС 5 - 7 17,63 МВт		18							
9	ГТЭС - Кенлык 87 МВт		87							
10	ТЭЦ - 3 г. Шымкент расширение 50 МВт	50								

Примечание:

строительство второй очереди Балхашской ТЭС в период 2020–2030 годов не рассматривалось;

в утвержденном балансе не рассматривалось строительство АЭС в Южной зоне.

в случае строительства АЭС в Южной зоне:

1) транзит Север-Юг будет в некоторой мере разгружен: это даст дополнительную возможность передачи избытка мощностей Северной зоны в Южную зону. У юга Казахстана тогда появятся возможности для еще большего экономического развития;

2) некоторые мощности Северной зоны можно будет продавать в Российскую Федерацию.

3. Основные принципы и общие подходы развития

Энергоэффективность и энергосбережение

При модернизации существующих зданий требуется предусмотреть утепление стен, подвалов, перекрытий, теплоизоляцию плинтусов, установку более эффективных систем вентиляции и замену дверей и окон. При строительстве новых зданий необходимо следовать современным стандартам теплозащиты.

В целях применения энергоэффективных материалов в зданиях целесообразно создать реестр материалов и оборудования, требующихся при строительстве и ремонте. Необходимо развитие национальных отраслей по производству теплоизоляционных материалов, окон и труб с заводской теплоизоляцией.

При проведении мероприятий по повышению энергоэффективности в промышленности необходимо принять во внимание специфику каждой отрасли, поскольку в каждом отдельном случае наибольший результат приносят меры, специфичные для конкретной отрасли. Например, замена конвертерных печей на электродуговые в сталелитейной промышленности при введении новых мощностей или модернизации. В связи с этим жесткое централизованное регулирование мер по энергоэффективности в промышленности часто оказывается нецелесообразным.

Доля промышленных потребителей электроэнергии в Республике Казахстан является

достаточно высокой. Так, на 30 крупнейших промышленных предприятий приходится 35% всего объема потребления электроэнергии в Республике Казахстан. В силу достаточно небольшого количества крупных промышленных потребителей достичь существенного повышения энергоэффективности в рамках страны можно за счет точечной реализации мероприятий на ограниченном количестве предприятий.

Уполномоченному органу, ответственному за энергоэффективность и энергосбережение, следует продолжать отслеживать средний уровень повышения энергоэффективности по отраслям для контроля эффективности государственной политики и мероприятий в данной сфере. Поскольку существующая государственная политика и план мероприятий по повышению энергоэффективности в промышленном секторе в значительной степени соответствует лучшей мировой практике, следует уделить внимание следующим аспектам:

1) разработке план-графика мероприятий по экономически обоснованным мерам повышения энергоэффективности на базе проведенного независимого энергоаудита потребления электроэнергии на производствах. Реализация план-графика должна отслеживаться уполномоченным правительственным органом;

2) достаточности ресурсов и возможностей оператора Государственного энергетического реестра по использованию последних международных разработок и передовой практики, в т. ч. в области автоматизации процессов мониторинга энергоэффективности и энергоаудита, а также стимулированию обмена передовым опытом внутри страны.

Для повышения энергоэффективности и энергосбережения будут:

1) разработаны мероприятия по:

обновлению стандартов по потреблению энергии для нового промышленного оборудования;

уточнению источников финансирования приоритетных мероприятий;

дополнению учебных планов инженерных специальностей дисциплинами по энергоэффективности;

разработке агитационной программы по энергоэффективности среди населения.

2) проведены меры по формированию и оптимизации инфраструктуры:

проведение регулярных энергоаудитов на промышленных предприятиях и зданиях, организация системы энергоменеджмента;

перевод городского транспорта на альтернативное топливо (СУГ, сжиженный природный газ);

содействие обновлению транспортного парка;

введение требований по снижению удельных энергозатрат на выработку тепловой и электрической энергии и потерь в электросетях;

осуществление модернизации тепловой инфраструктуры жилищного фонда и ремонт инженерно-коммунальных городских сетей.

3) внедрены современные меры по поддержке внедрения новых технологий:

продолжение политики снижения удельных энергозатрат на выработку тепло-электроэнергии и потерь в электросетях;

использование энергосервисных договоров для дальнейшего раскрытия потенциала энергоэффективности жилищно-коммунального хозяйства и промышленности;

обновление строительных нормативных документов для ужесточения требований по энергоэффективности.

Угольная промышленность

Обзор мирового опыта

Примером лучшей практики в развитии технологий глубокой переработки угля и углехимии является Китай. Основой развития технологий в Китае являются приобретение

западных технологий в сочетании с масштабными вложениями в собственные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы для их адаптации и дальнейшего развития:

1) источниками инвестиций являются как крупные компании (Shenhua Group, Yankuang Coal Mining Group), так и государство (например, через NDRC – государственное макроэкономическое агентство, отвечающее за планирование экономики страны);

2) планы по строительству электростанций разрабатываются совместно с профильными университетами;

3) технологии газификации были приобретены в США (Lawrence Livermore National Lab) и адаптированы в китайском University of Mining and Technology;

4) государство инвестирует в небольшие исследовательские проекты по разработке «чистых технологий», повышающих экологичность добычи, переработки и генерации с учетом локальных особенностей;

5) Shenhua Group и NDRC реализуют проект объемом 15 млрд. долл. США по развитию технологии сжижения угля.

В переделе генерации и внедрения мер повышения технологий примерами лучшей практики являются страны Европы и США. В связи с отказом от атомной генерации, Германия вынуждена использовать угольную генерацию в среднесрочной перспективе, при этом:

1) введены строгие экологические нормы относительно вредных выбросов;

2) рекомендовано использование наиболее совершенных и экологичных технологий в генерации и улавливании, а также размещение электростанций непосредственно в местах добычи угля;

3) расходы государства на развитие экологичных технологий финансируются за счет экологических фондов, пополняемых с помощью сборов за загрязнение окружающей среды.

В Европе для сжигания на электростанции одной тонны энергетического угля генерирующая компания должна иметь квоты на выбросы CO₂ в эквиваленте 2,44 тонн. Квоты торгуются на площадке EU ETS. Аналогично происходит продажа квот на выбросы диоксида серы в США, организованная Агентством США по защите окружающей среды (EPA).

Составляющими модели функционирования рынка направленной на интенсивное технологическое развитие угольной отрасли являются:

1) развитый конкурентный рынок в добыче и переработке угля;

2) налоговые и регуляторные стимулы к повышению качества угля и развитию глубокой переработки;

3) наличие сильного отраслевого регулятора республиканского уровня, отвечающего за развитие отрасли, в том числе за повышение инвестиционной привлекательности и поддержание здоровой конкуренции.

Целевая модель

Достижение целевой модели позволит создать рыночные стимулы к повышению эффективности и внедрению современных технологий действующими и новыми компаниями в угольной отрасли Казахстана. Наличие независимого регулятора, реализующего прозрачные и эффективные механизмы распределения прав на недропользование и гарантирующего поддержание конкуренции, повысит инвестиционную привлекательность отрасли:

1) рост ожидаемых денежных потоков. Развитие переделов с более высокой добавленной стоимостью не только повысит среднюю маржинальность, но и откроет доступ к новым продуктовым рынкам. Несущественное расширение экспортных возможностей за счет повышения качества угля увеличит объем продаж. Таким образом, повысится привлекательность отрасли с точки зрения генерации денежных потоков.

2) снятие ограничений для развития. Фокус регулирующих органов на привлечение прямых инвестиций сократит административные барьеры. Стимулирование развития технологий

сократит технологические барьеры. Программы подготовки квалифицированных кадров будут содействовать решению кадровой проблемы.

3) сокращение рисков. Наличие долгосрочного видения развития отрасли и наличие сильного государственного регулятора, гарантирующего простоту, эффективность и прозрачность регулирования отрасли на средне- и долгосрочный период снимут регуляторные риски.

Качественное развитие угольной промышленности потребует создания регулятивных и налоговых стимулов для последовательного увеличения глубины переработки угля и повышения его качества, а также постепенного ужесточения требований к качеству угля и технологий, используемых в угольной генерации.

Для дальнейшего развития угольной промышленности до 2030 года будут:

- 1) сформирована регуляторная и нормативно-правовая база;
- 2) постепенно введены регуляторные и налоговые инструменты, стимулирующие технологическое развитие всех переделов угольной промышленности Казахстана;
- 3) закреплена целевая модель отрасли.

Основными задачами являются:

- 1) содействие развитию международного сотрудничества с целью привлечения инвестиций в развитие высокотехнологичных переделов переработки угля;
- 2) разработка и внедрение регулятивных и налоговых инструментов, стимулирующих применение новых технологий в добыче и глубокой переработки угля;
- 3) стимулирование разработки проектов внедрения новых технологий (пилотные проекты в углехимии, локальной электрогенерации и т.д.);
- 4) стимулирование геологоразведки в южных районах Казахстана.
- 5) увеличение интенсивности работ по поиску каналов сбыта для продуктов глубокой переработки угля;
- 6) распределение прав на перспективные месторождения с обязательствами по применению эффективных технологий и введению мощностей по обогащению и переработке угля в районе добычи.

Нефтяная промышленность

Обзор мирового опыта

На данный момент в мире наиболее распространены следующие модели взаимодействия государства и недропользователей:

- 1) соглашение о концессии;
- 2) соглашение о разделе продукции (далее – СРП);
- 3) государственно-частное партнерство;
- 4) сервисный контракт.

Последние две контрактные модели, как правило, используются в случае наличия юридических ограничений на передачу права собственности на полезные ископаемые (например, в таких странах как Саудовская Аравия, Мексика, ОАЭ, Иран и другие). Наибольшее распространение в мире получили два типа контрактов – соглашение о концессии и СРП.

В таблице ниже представлены преимущества и недостатки этих типов контрактов:

Соглашение о концессии (Великобритания, Канада, Норвегия, Бразилия, США)	
Преимущества	Недостатки

Для государства	- Простота управления – роль государства заключается исключительно в проведении конкурсов и выдаче лицензий; Гибкость с точки зрения доли государства в доходах от разработки – налоговой нагрузки, доли в соглашении и проч.	- Отсутствие операционного контроля хода разработки месторождений; - При фиксированных ставках роялти государство не участвует в потенциальных сверхдоходах при недооценке запасов месторождений.
Для инвестора	- Наличие права собственности на добытые углеводородные ресурсы; - Полная свобода с точки зрения операционного управления и принятия инвестиционных решений.	- Высокая доля роялти в общих доходах государства, не зависящая от расходов на разработку, делает перспективной разработку только крупных месторождений со значительными оцененными запасами.
Соглашение о разделе продукции (Индонезия, Россия, Индия, Китай)		
	Преимущества	Недостатки
Для государства	- Возможность контроля издержек на разработку месторождений; - Активное привлечение прямых иностранных инвестиций в сегмент разведки и добычи; - Операционный контроль разработки.	- Необходимость в значительных управленческих кадровых ресурсах для реализации операционного контроля в каждом СРП.
Для инвестора	- Минимизация рисков за счет гарантированного покрытия издержек и разделения прибыльной продукции, что особенно актуально в странах с низким качеством геологической информации о запасах.	- Операционный контроль со стороны государства, как правило, отражается на сложности процедур по согласованию издержек и принятию инвестиционных решений, что сильно затягивает процесс разработки и, в конечном счете, снижает его инвестиционную привлекательность.

Разведка и добыча

Для решения вышеописанных проблем в сегменте разведки и добычи необходим ряд изменений в регуляторной политике:

1) создание публичного меморандума для инвесторов с основными тенденциями развития регулирования недропользования и налогообложения до 2030-го года;

2) оценка возможности гармонизации структуры фискальных изъятий с Россией – в рамках продолжающихся интеграционных процессов с Россией, таких как Таможенный Союз

(далее – ТС) и Единое Экономическое Пространство (ЕЭП) значительные расхождения в ставках таможенных пошлин и налогов с параллельным снижением таможенных барьеров могут привести к развитию теневых схем транспортировки сырой нефти между двумя налоговыми зонами;

3) выравнивание экспортных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты для создания стимулов нефтепереработки и устранения теневых схем вывоза сырой нефти.

4) создание системы экономических и фискальных льгот для привлечения инвестиций в геологоразведку:

создание системы стимулов для инвестиций в геологоразведку – возможность распределения издержек по различным центрам затрат (ring-fencing). Данная система должна поддерживаться снижением рисков разведки, которые в значительной степени определяются двумя факторами: вероятностью коммерческого обнаружения и простотой перехода от разведки к добыче и генерации денежного потока;

приоритетное право инвестора, осуществившего коммерческое обнаружение, на заключение контракта на дальнейшую разработку месторождения;

возможность наложения социальных обязательств на недропользователей только на этапе коммерческой добычи и освобождение от соответствующих обязательств на этапе геологоразведки;

5) создание регуляторных механизмов для развития рациональной разработки месторождений;

6) обновление строительных нормативов – на данный момент регулирование в значительной мере осуществляется посредством регламентов, разработанных во время существования СССР.

7) включение в конкурсные условия ежегодного технологического плана разработки месторождения, утверждение и контроль за исполнением ежегодного плана добычи, исключение денежных потоков из плана.

Переработка и сбыт

После окончания модернизации НПЗ (после 2017 года) механизмы ставок процессинга и предельных цен на розничном рынке должны быть заменены свободным ценообразованием – цена на нефть для НПЗ и цена на конечные нефтепродукты на розничном рынке должны определяться по экспортному паритету.

До окончания модернизации предлагается ряд мер в рамках регулирования рынка нефтепереработки:

1) диверсификация основной составляющей ставки процессинга нефти для создания стимулов к оптимизации выходной корзины – на данный момент ставка процессинга определяется 2-мя составляющими – основной и инвестиционной, предназначенной для финансирования модернизации нефтеперерабатывающих мощностей. Инвестиционная составляющая снижается до нуля по мере исполнения плана модернизации (до 2017 года). Основная ставка процессинга фактически не зависит от качества производимой продукции, и является дестимулирующим фактором для развития нефтепереработки;

2) переход к свободному рыночному ценообразованию на розничном рынке нефтепродуктов после окончания модернизации НПЗ;

3) переход к свободным ставкам процессинга для НПЗ;

4) пересмотр фискальной политики на рынке нефтепродуктов, в частности, оценка возможности гармонизации фискальных изъятий на рынках нефтепродуктов с Российской Федерацией.

Газовая промышленность

Обзор мирового опыта

Регулирование газовой промышленности в большинстве стран сильно пересекается с нефтяной отраслью и значительно различается для развитых и развивающихся стран.

Для развитых стран, таких как Австралия, Германия, Великобритания, Япония характерны следующие признаки модели регулирования:

- 1) офшорные проекты и проекты на суше подлежат отдельному регулированию для создания инвестиционных стимулов;
- 2) налоговые ставки зависят от прогнозной рентабельности месторождения;
- 3) лицензии на разработку распределяются на основе открытых тендеров;
- 4) развитие газотранспортной инфраструктуры является одним из условий контракта на добычу;
- 5) государство стремится установить недискриминационный доступ к газотранспортной системе;
- 6) часто система тарифообразования не основывается на единой методике, но требует раскрытия информации и отсутствия дискриминации.

Для развивающихся стран, примерами которых являются Индонезия, Малайзия, Мексика, характерно следующее:

- 1) государственная компания или специализированное агентство оказывает существенное влияние на регулирование отрасли;
- 2) газовая рента изымается государством через Соглашение о разделе продукции;
- 3) выдается отдельная лицензия на транспортировку;
- 4) существенную долю рынка принадлежит государственной компании;
- 5) тарифы регулируются по упрощенной методике.

Целевая модель

Во избежание дефицита по товарному газу необходимо пересмотреть политику в области добычи газа, в частности, рассмотреть возможность включения в условия проведения конкурсов на предоставление права недропользования обязательств по строительству газоперерабатывающей инфраструктуры и объемов выработки товарного газа.

Основные изменения, касающиеся недропользования, освещены в разделе по нефтяной промышленности, однако в рамках стимулирования развития газопереработки и устранения прогнозного дефицита по газу необходимо:

для создания достаточных стимулов для переработки ПНГ необходимо внесение изменений в части ограничения уровня рентабельности – повышение до уровня 20–30% либо полная отмена данного ограничения.

введение тарифов на СУГ для населения;

повышение эффективности газотранспортной инфраструктуры посредством тарифных стимулов;

обеспечение перехода к единому рынку товарного газа в рамках ЕЭП.

Атомная промышленность

Обзор мирового опыта

Странами с развитыми переделами цикла создания атомного топлива и развитой атомной генерацией являются Россия, Франция и США. Для них характерна высокая доля участия государства в атомной отрасли и жесткое регулирование. Развитие добычи в данных странах стимулируется низкими экспортными пошлинами и мягким налогообложением.

Наименование государства	Краткое описание модели регулирования
Российская Федерация	<ul style="list-style-type: none"> - Сильное вовлечение государства в переделы производства топлива; - Сильное влияние использования государственных резервов урана и топлива на глобальный рынок; - Высокая монополизация рынка; - Контроль государства за экспортно-импортными операциями; - Полный контроль государства за распространением уникальных технологий; - Высокие барьеры на получение прав недропользования; - Средне-высокий уровень налоговой нагрузки на недропользователей.
Франция	<ul style="list-style-type: none"> - Сильное вовлечение государства в переделы производства топлива; - Высокая концентрация игроков на рынке; - Контроль государства за рядом параметров экспортно-импортных операций; - Полный контроль государства за распространением уникальных технологий; - Крайне высокий уровень налоговой нагрузки на недропользователей.
США	<ul style="list-style-type: none"> - Незначительное вовлечение государства в переделы производства топлива; - Сильное влияние использования государственных резервов урана и топлива на глобальный рынок; - Значительная монополизация рынка; - Государственный контроль ряда параметров экспортно-импортных операций; - Полный контроль государства за распространением уникальных технологий; - Средний уровень налоговой нагрузки на недропользователей.

Целевая модель

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

Целевая модель характеризуется достижением следующих факторов:

- 1) выстроенная вертикально-интегрированная компания на основе «Казатомпрома», реализующая полный цикл создания атомного топлива;
- 2) присутствие мировых игроков в совместных предприятиях;
- 3) значительная доля добываемого урана продается в рамках комплексных контрактов на поставку ядерного топлива;
- 4) достаточный выпуск кадров для отрасли внутри Республики Казахстан;
- 5) наличие сильного отраслевого регулятора, поддерживающего развитие отрасли наряду с «Казатомпромом».

Развитие высокотехнологичных переделов с удерживанием доли «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, создание высококвалифицированных рабочих мест, а также расширение текущих каналов сбыта.

Переход к модели развития международных партнерств позволит привлечь инвестиции за счет увеличения средней рентабельности отрасли и сокращения ряда ограничений и рисков:

1) рост ожидаемых денежных потоков. Перемещение фокуса с добычи на развитие переделов цепочки создания ядерного топлива увеличат среднюю рентабельность отрасли. Предложение комплексного продукта обеспечит увеличение объема продаж. Рост денежного потока будет частично нивелирован ограничением по росту добычи урана;

2) снятие ограничений для развития. Политика, направленная на укрепление международного сотрудничества, снизит барьеры для входа в сегменты отрасли. Трансфер технологий и фокус на развитие профильного образования частично снимут технологический барьер. Сотрудничество в форме совместных предприятий расширит каналы сбыта;

3) сокращение рисков. Наличие долгосрочного видения развития отрасли, объединяющего все аспекты (развитие кадров, роль гос. органов, план развития отношений со странами-партнерами и прочее), а также гарантия следования этому видению существенно снизят регуляторные и политические риски для внешних инвесторов.

Достижение поставленных целей потребует создания условий для привлечения стратегических инвесторов в высокотехнологичные сегменты при умеренном сдерживании роста добычи урана.

Основными задачами являются:

- 1) дальнейшее развитие геологоразведки;
- 2) развитие международного сотрудничества с ключевыми игроками рынка ядерного топлива, в том числе актуализация программ сотрудничества на межгосударственном уровне, подготовка и подписание соглашений о сотрудничестве в области мирного использования атомной энергии;
- 3) привлечение инвестиций и технологий в атомную промышленность;
- 4) добыча урана в соответствии с контрактами на недропользование, с целью сохранения ресурсного потенциала для производства ядерного топлива с высокой добавленной стоимостью;
- 5) реализация проектов по развитию всех переделов производства ядерного топлива;
- 6) создание и функционирование в Республике Казахстан Международного банка низкообогащенного урана МАГАТЭ;
- 7) стимулирование развития сегмента подготовки кадров.
- 8) строительство АЭС;
- 9) продвижение Казахстана в качестве одного из глобальных лидеров в комплексных поставках ядерного топлива;
- 10) активное развитие научной и научно-технологической базы, создание в Казахстане центра компетенций в различных переделах атомной промышленности.

Электроэнергетическая отрасль

Обзор мирового опыта

Производство электроэнергии (оптовый рынок)

В мировой практике организации рынков электроэнергии можно выделить два типа моделей:

- 1) регулируемая модель, предполагающая утверждение тарифа на электроэнергию регулятором;
- 2) конкурентная (свободная) модель, предполагающая формирование цены на электроэнергию на основании анализа спроса и предложения.

Реформа электроэнергетической отрасли во многих странах была осуществлена в последней четверти двадцатого века за счет перехода от регулируемой модели к конкурентной. Мировой опыт свидетельствует о том, что в большинстве случаев конкурентная модель более эффективна для развития сегмента производства электроэнергии, чем регулируемая.

Анализ мировой практики перехода от регулируемой модели электроэнергетического рынка к конкурентной свидетельствует о том, что процесс перехода можно условно разделить на несколько этапов:

- 1) разделение вертикально интегрированных электроэнергетических компаний по видам деятельности (на генерацию, передачу, распределение и сбыт);
- 2) приватизация части выделенных компаний;
- 3) создание предпосылок для конкуренции в сегментах производства и сбыта электроэнергии;
- 4) создание централизованного оптового рынка электроэнергии;
- 5) сохранение естественной монополии в передаче и распределении электроэнергии одновременно с созданием условий недискриминационного доступа к сетям.

В то же время каждая модель конкурентного рынка электроэнергии обладает рядом особенностей, которые связаны с применяемыми механизмами гарантирования инвестиций, обеспечения достаточного резерва мощности в энергетической системе, ценообразования на оптовом рынке электроэнергии, организации оптового рынка электроэнергии и т. д.

1) Американский рынок электроэнергии PJM

Рынок PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland) был организован в США в результате объединения нескольких региональных рынков производства электроэнергии с целью увеличения конкуренции между производителями электроэнергии для повышения их эффективности, снижения цен на электроэнергию и сокращения излишних инвестиций.

В рамках PJM был создан рынок мощности, независимый системный оператор, запущены рынок электроэнергии на сутки вперед и балансирующий рынок. В результате, отмечая успехи PJM, к рынку присоединилась штаты Огайо и Мичиган. Также возросла стабильность и качество поставок электроэнергии, в том числе за счет строительства новых газовых электростанций. Для увеличения привлекательности инвестиций был увеличен срок, на который отбирается мощность с 1 года до 3 лет. Рынок мощности служит ориентиром достаточности мощностей в системе, но в то же время не дает гарантии оплаты мощности всем производителям электроэнергии.

2) Рынок Европейского Союза на примере Франции

Согласно директиве Европейского Союза, в 1999 году во Франции началась приватизация электроэнергетических компаний, разделенных по видам деятельности. До этого электроэнергетическая отрасль во Франции была организована в виде государственной вертикально интегрированной монополии. Целью приватизации и разделения по видам деятельности было получение возможности включения Франции в единую Европейскую энергетическую систему.

Следующим шагом в 2010 году стало создание единого спот рынка электроэнергии для Германии, Франции, Австрии и Швейцарии, получившего название EPEX. При этом потребителям во Франции была предоставлена возможность выбора между тарифом, который утверждал регулятор Франции, и ценой на EPEX. Поскольку тариф был достаточно высок, покупка на бирже могла быть более выгодной. В рамках EPEX не был создан единый системный оператор. Надзор за системными операторами стран-участниц был поручен специализированному агентству.

В результате Франция была эффективно интегрирована в развивающуюся единую Европейскую энергосистему, что повысило надежность и качество энергоснабжения. Кроме того, на внутреннем рынке появился конкурент монополии EDF – компания GDF. В то же время Франция сохранила в государственной собственности компанию EDF и вкладывает

незначительные инвестиции в обновление существующих мощностей.

3) Рынок электроэнергии Южной Кореи

Южная Корея начала реформу электроэнергетики в 2001 году под давлением Международного валютного фонда, который рекомендовал проведение приватизации государственных компаний после азиатского финансового кризиса. Одной из целей реформы было увеличение эффективности посредством развития конкуренции в производстве и сбыте электроэнергии.

В ходе реформы в 2001 году производственные активы из государственной компании KEPCO были выделены в дочерние компании. Генерирующие мощности разделили на шесть компаний по территориальному признаку. В прямом владении KEPCO осталась деятельность по передаче и сбыту электроэнергии.

Также в 2001 году была организована биржа электроэнергии KPX (Korean Power Exchange) и комиссия по надзору за деятельностью рынка KOREC (Korean Electricity Commission). При определении цен для поставщиков учитывается тип станции и используемого топлива, а для потребителей формируется единая средневзвешенная цена. Покупателем электроэнергии на бирже выступает компания KEPCO, которая выполняет функции единого закупщика электроэнергии. При этом KEPCO несет постоянные убытки вследствие реализации государственной политики по сдерживанию цен, т. к. продает электроэнергию по цене ниже себестоимости. Для частичного сокращения убытков KEPCO агрессивно наращивает зарубежные проекты. Кроме того, планируется ввести специальный корректировочный коэффициент для учета изменения цен на топливо в розничных ценах.

Для многих стран важнейшей проблемой в электроэнергетике является привлечение инвестиций в строительство новых и модернизацию существующих станций. Можно выделить следующие механизмы, позволяющие решить данную проблему:

1) механизм «ценовых пиков» – основывается на предположении о том, что цена на электроэнергию является достаточным стимулом для осуществления капитальных вложений;

2) механизм «гарантий возврата инвестиций» – предполагает получение инвестором гарантии от рынка (или государства) возвращения в течение определенного срока с определенной нормой доходности капитальных вложений через механизм долгосрочных контрактов на электроэнергию и/или поставку мощности;

3) механизм «долгосрочных контрактов/аукционов» – предполагает заключение с инвестором средне- и долгосрочных договоров на продажу электроэнергии или бронирование мощности (как существующей, так и новой) на рынке мощности, которые позволяют инвестору получать необходимые платежи в течение всего срока поставки электроэнергии или мощности по договору;

4) механизм «государственных субсидий» – предполагает прямое субсидирование государством строительства энергетических мощностей;

5) механизм «планового строительства государственной компанией» – предполагает развитие энергетической инфраструктуры государственной компанией-монополистом за счет собственных средств по плану, утвержденному государством.

Для обеспечения в энергетической системе достаточного количества мощности в состоянии готовности применяются различные механизмы компенсации постоянных издержек производителей электроэнергии:

1) механизм «ценовых пиков» – предполагает отсутствие отдельного платежа за мощность и отражение производителями электроэнергии своих постоянных затрат в цене на электроэнергию;

2) механизм «централизованного рынка мощности» – предполагает оплату потребителями услуги бронирования готовности мощности электрических станций;

3) механизм «регулируемых платежей за мощность» – во многом повторяет предыдущий механизм с той разницей, что стоимость бронирования мощности определяется не рыночным путем, а административным;

4) механизм «долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии» – предполагает заключение долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии. В контракте, как правило, прописываются условия компенсации постоянных и переменных затрат поставщика;

5) механизм «покупки стратегического резерва» – предполагает покупку системным оператором у производителей электроэнергии резервных мощностей, которые управляются системным оператором, не участвуют в оптовом рынке электроэнергии и используются по команде системного оператора в моменты нехватки мощности в энергосистеме;

6) механизм «системных генераторов» – предполагает оплату готовности электростанций, которые необходимы для обеспечения надежности энергосистемы. Такие станции отбираются системным оператором и оплачиваются потребителями через плату, включенную в тариф системного оператора.

Среди механизмов организации оптового рынка электроэнергии можно выделить: централизованный рынок, двусторонние договоры, а также комбинацию этих методов. Развитые рынки электроэнергии предпочитают использование комбинированной модели, при этом централизованный рынок электроэнергии служит ценовым индикатором при заключении двусторонних договоров.

Системный оператор

Анализ мирового опыта свидетельствует о том, что основным требованием к системному оператору является обеспечение независимости его деятельности от коммерческих интересов прочих игроков отрасли. Поэтому функционирование системного оператора должно осуществляться на некоммерческой основе. В мировой практике существует два основных варианта организации системного оператора:

1) совмещение функций передачи электроэнергии по магистральным электрическим сетям и системного оператора. В данном варианте Системный оператор может быть организован как функциональное подразделение или как дочерняя компания оператора национальной электрической сети для обеспечения его независимости. Данная структура используется в Великобритании, Германии, Нидерландах, Испании, группе штатов Австралии;

2) разделение функций оператора национальной электрической сети и системного оператора. В этом случае указанные функции выполняются различными независимыми компаниями. Данный вариант используется в группе штатов США и Австралии, России, Аргентине.

Передача и распределение электроэнергии

В рамках анализа мирового опыта было изучено функционирование сегмента передачи и распределения электроэнергии в ряде стран: Германии, Испании, Нидерландах, Великобритании, Румынии и России. На основании проведенного анализа был сделан ряд выводов о ключевых факторах успешного развития электросетевых организаций:

1) система тарифообразования для всех проанализированных стран характеризуется включением в тариф прибыли электросетевых компаний, долгосрочным периодом регулирования (от трех до пяти лет), экономическими стимулами к снижению операционных затрат;

2) структура отрасли для всех проанализированных стран (за исключением Германии) характеризуется незначительным количеством крупных электрических распределительных сетевых компаний (от 5 в Испании до 13 в России), что способствует реализации эффекта от масштаба и сопоставимости распределительных сетевых компаний.

На основании анализа мирового опыта можно сделать вывод о том, что прозрачность администрирования при утверждении тарифа и стабильность долгосрочных параметров регулирования в рамках выбранного метода тарифообразования способствуют повышению инвестиционной привлекательности сектора.

В Великобритании в рамках реформы сегмента распределительных электрических сетей в 1990 году была проведена приватизация электросетевых компаний и дальнейшее снижение их количества до шести. Также в Великобритании была внедрена система тарифообразования с использованием метода доходности на инвестированный капитал. Тариф утверждался на период от трех до пяти лет и при этом включал в себя эксплуатационные расходы, норматив по их снижению, возврат инвестированного капитала и доход на инвестированный капитал. В случае перевыполнения плана по снижению эксплуатационных расходов в рамках одного периода регулирования, величина перевыполнения плана по экономии оставалась в электросетевой компании.

В результате проведения реформы за 15 лет при сохранении объема капитальных вложений и повышении их эффективности, тариф распределительных электросетевых компаний в Великобритании снизился более чем в два раза в реальных ценах.

Таким образом, опыт внедрения тарифного регулирования в электрических сетях с использованием метода доходности на инвестированный капитал свидетельствует о его целесообразности, а небольшое количество сопоставимых распределительных электрических сетевых компаний способствует повышению эффективности и надежности системы.

Снабжение электрической энергией

Конкурентная модель продажи электроэнергии потребителям розничного рынка предполагает законодательный запрет на совмещение деятельности по снабжению электроэнергией и деятельности по передаче и распределению электроэнергии. Конкурентная модель характерна для группы штатов США и Австралии, Великобритании, Италии, Испании, Норвегии и России.

В рамках конкурентной модели несколько ЭСО занимаются продажей электроэнергии потребителям розничного рынка электроэнергии в одном регионе. ЭСО имеют равный доступ как на оптовый рынок электроэнергии, так и к электрическим распределительным сетям, а потребители, в свою очередь, имеют право выбора и смены ЭСО. В случае прекращения работы ЭСО, обслуживавшей потребителя, потребитель переходит к ЭСО, имеющей статус «гарантирующего поставщика» в данном регионе.

Основным достоинством конкурентной модели является повышение эффективности и качества обслуживания потребителей розничного рынка электроэнергии, которое происходит по следующим причинам:

1) по мере повышения зрелости розничного рынка электроэнергии происходит консолидация ЭСО, которая приводит к снижению сбытовой надбавки за счет сокращения удельных расходов ЭСО в силу реализации эффекта от масштаба и применения лучших управленческих практик, а также использования скидки за объем при покупке электроэнергии.

2) борьба за потребителя приводит к развитию инноваций и повышению качества обслуживания потребителей розничного рынка электроэнергии.

В рамках анализа мирового опыта в снабжении электрической энергией была проанализирована деятельность ЭСО в шести странах, где используется конкурентная модель: Италия, Великобритания, Норвегия, США (штат Техас), Испания и Россия. На основании проведенного анализа можно сделать ряд выводов о тенденциях в развитии сегмента снабжения электрической энергией:

1) величина сбытовой надбавки ниже в странах, где нет детальных регламентов по формированию сбытовой надбавки;

2) три крупнейшие ЭСО контролируют значительную долю рынка (во всех проанализированных странах, за исключением России);

3) количество потребителей, которые меняют ЭСО, увеличивается по мере развития сегмента снабжения электрической энергией.

Производство и передача тепловой энергии

При анализе мирового опыта в производстве и передаче тепловой энергии был рассмотрен опыт развития и регулирования системы теплоснабжения в семи странах: Польше, Литве, Латвии, Дании, Финляндии, Швеции и России. Выбор перечисленных стран обусловлен их сопоставимостью с Республикой Казахстан по следующим критериям:

- 1) не менее 40% потребителей тепловой энергии подключены к системе централизованного теплоснабжения;
- 2) продолжительность отопительного сезона и температура наружного воздуха во время отопительного сезона требуют решения схожих задач при организации системы теплоснабжения.

Проведенный анализ мирового опыта реформирования и функционирования системы производства и передачи тепловой энергии позволяет выделить девять ключевых факторов успеха:

- 1) принятие закона о теплоснабжении, который устанавливает правовые основы для интеграции производства и передачи тепловой энергии в национальную энергетическую политику, требования экономической и технологической оптимизации систем теплоснабжения;
- 2) ответственность за экономическое и правовое регулирование производства и передачи тепловой энергии лежит на компетентном государственном органе, который специализируется на энергетике;
- 3) из сектора производства и передачи тепловой энергии постепенно выводятся общие субсидии, вместо которых вводится система адресной социальной поддержки;
- 4) оплата потребленной тепловой энергии осуществляется согласно показателям приборов учета, установленных у каждого потребителя;
- 5) тарифообразование основывается на принципах полной оплаты потребителями эксплуатационных и капитальных затрат системы теплоснабжения;
- 6) наличие стимулов для повышения эффективности компаний сегмента производства и передачи тепловой энергии;
- 7) доступ потребителей к информации, связанной с тарифообразованием;
- 8) организациям в сегменте производства и передачи тепловой энергии выдаются разрешения с учетом наличия у них технических, финансовых и человеческих ресурсов;
- 9) в рамках планирования инвестиций в производство и передачу тепловой энергии разрабатываются схемы теплоснабжения населенных пунктов с привлечением технических консультантов.

Дания может послужить хорошим примером для развития системы теплоснабжения Республики Казахстан, уровень централизации регулирования которой традиционно высок. Ниже будут рассмотрены аспекты, комплексное применение которых позволило Дании добиться успеха в развитии сегмента производства и передачи тепловой энергии.

Во-первых, Правительство Дании использовало комплексную государственную политику в сегменте производства и передачи тепловой энергии. В 1990 году была принята стратегия развития отрасли, а затем и законодательство, детально регламентирующее все аспекты деятельности по производству и передаче тепловой энергии с учетом лучших технологических и управленческих практик. Также был создан единый центр ответственности в виде Агентства по регулированию энергетики Дании, в полномочия которого входило регулирование, контроль и надзор за всей системой теплоснабжения страны.

Во-вторых, были заложены четкие и прозрачные принципы тарифообразования. Пересмотр тарифа в сторону повышения должен базироваться на повышении экономически обоснованных затрат, которые не должны превышать утвержденные регулятором нормативы. Вся полученная компанией сегмента прибыль должна быть реинвестирована и направлена на повышение эффективности. Все коммерческие договоры являются предметом надзора Агентства по

регулированию энергетики.

В-третьих, при модернизации системы теплоснабжения были использованы только передовые технологии. Все новые здания в городах обязаны быть подключены к системе централизованного теплоснабжения. Практикуется строительство мини-ТЭЦ с электрической мощностью до 1 МВт на базе действующих котельных путем надстройки газовых турбин. Внедряется активное использование биотоплива (20% в топливном балансе теплоснабжения) и вторичных энергоресурсов промышленных предприятий.

В-четвертых, активно используется планирование инвестиций и контроль деятельности компаний сектора. Местные власти несут ответственность за создание и выполнение схем развития теплоснабжения. Создано около 300 компаний централизованного теплоснабжения; в крупных городах ими владеют местные власти, в небольших – кооперативы потребителей.

В результате удельное потребление первичных ресурсов на отопление в Дании за 7 лет сократилось в два раза. Потери в магистральных тепловых сетях на данный момент составляют около 4%, в распределительных – около 10 %.

Возобновляемые источники энергии

Поскольку себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ выше, чем на топливных видах генерации, государство вынуждено оказывать поддержку производителям электроэнергии на ВИЭ. Несмотря на достаточно широкий спектр возможных инструментов поддержки ВИЭ, основными механизмами являются компенсационный тариф (feedintariff) и система квотирования энергии ВИЭ (RPS – Renewable Portfolio Standards).

В рамках компенсационной модели тариф на электроэнергию, производимую на ВИЭ, устанавливается на долгосрочный период на уровне реальных издержек. Данный механизм может принимать вид как фиксированного тарифа, так и надбавки к оптовой цене продажи электроэнергии, полученной с использованием ВИЭ. Первый вид получил широкое распространение в ряде штатов США, второй – в Германии и Испании, где производителям электроэнергии на ВИЭ компенсируются 40 – 45% затрат.

В случае функционирования системы квотирования, законодательно устанавливаются квоты на объем электроэнергии, произведенной на ВИЭ, а также обязательства по приобретению данной электроэнергии. Также часто вводятся так называемые «зеленые сертификаты», которые удостоверяют потребление электроэнергии ВИЭ. В случае недостаточного потребления электроэнергии ВИЭ, покупатели приобретают «зеленые сертификаты» у других покупателей электроэнергии, которые приобрели больший объем электроэнергии ВИЭ, чем требуется квотами. Такой механизм характерен для Великобритании и Швеции.

На практике часто встречается комбинация этих методов. Дополнительно в рамках государственной политики по поддержке генерации электроэнергии на ВИЭ можно перечислить следующие инструменты:

- 1) субсидии и кредиты по низким процентным ставкам;
- 2) гарантии по банковским ссудам;
- 3) освобождение от уплаты части налога на прибыль;
- 4) ускоренная амортизация оборудования;
- 5) финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области ВИЭ (в т. ч. выдача государственных грантов).

Целевая модель

Производство электроэнергии (оптовый рынок)

Для решения проблем сегмента производства электроэнергии предлагается разработать и внедрить модель оптовых рынков электроэнергии и мощности (целевую модель), которая придет на смену действующему механизму предельных тарифов. В рамках целевой модели рассматривается функционирование рынков электроэнергии и мощности с конкурентным ценообразованием.

Переход к целевой модели предполагается осуществить в течение десятилетнего периода, который начинается 1 января 2016 года и заканчивается, ориентировочно, 31 декабря 2025 года. На переходном этапе предполагается работа следующих субрынков:

- 1) рынок централизованной торговли мощностью – ежегодный конкурентный отбор поставщиков, которые оказывают Системному оператору услуги по поддержанию готовности электрической мощности;
- 2) рынок централизованной торговли электроэнергией – торговля электроэнергией на единой площадке с целью заключения контрактов на поставку электроэнергии;
- 3) балансирующий рынок – урегулирование Системным оператором отклонений фактических объемов поставки и потребления электроэнергии от плановых в режиме реального времени;
- 4) рынок децентрализованной торговли – заключение двусторонних договоров на куплю-продажу электроэнергии между производителями и потребителями.

Субъектами оптового рынка являются следующие организации:

- 1) производители электроэнергии – юридические лица с совокупной установленной мощностью энергопроизводящих установок не менее 1 МВт;
- 2) Национальный оператор – производитель электроэнергии, который дополнительно осуществляет экспорт и импорт электроэнергии в энергосистеме Республики Казахстан;
- 3) оптовые покупатели – крупные промышленные потребители и ЭСО;
- 4) системный оператор;
- 5) электросетевые компании;
- 6) торговая площадка;
- 7) оператор рынка централизованной торговли электрической энергией и мощностью;
- 8) расчетно-финансовый центр по ВИЭ.

Торговля на централизованном рынке мощности происходит в следующем порядке:

- 1) субъекты оптового рынка формируют прогнозные заявки на производство и потребление электрической энергии и мощности на предстоящий год с разбивкой по месяцам и направляют их системному оператору;
- 2) системный оператор разрабатывает прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий год на основании прогнозных заявок;
- 3) торговая площадка проводит централизованный конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков на оказание услуги по поддержанию готовности электрической мощности;
- 4) системный оператор приобретает услуги по поддержанию готовности электрической мощности:

на основании договора об оказании услуги по поддержанию готовности мощности новой электростанции;

на основании договора об оказании услуги по поддержанию готовности мощности модернизируемой электростанции;

на основании договора об оказании услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенного по итогам централизованных торгов электрической мощностью;

5) системный оператор по единой цене осуществляет предоставление услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки энергоснабжающим, энергопередающим организациям и потребителям, являющимся субъектами оптового рынка (за исключением электрической мощности собственных источников потребителей).

6) финансовые расчеты производятся через оператора рынка централизованной торговли электрической энергией и мощностью.

Энергопроизводящие организации, не являющиеся новыми или модернизируемыми объектами, самостоятельно устанавливают цену на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, но не выше предельного тарифа соответствующей группы энергопроизводящих организаций.

В случае необходимости, государство может сглаживать рост оптовых цен на электроэнергию и мощность посредством субсидирования.

Для участников оптового рынка электроэнергии наличие почасовой АСКУЭ должно стать обязательным условием для работы на рынке (за исключением ЭСО). При этом могут применяться как нормативные требования, так и экономические стимулы к установке почасовой АСКУЭ.

Для обеспечения необходимого в ЕЭС Казахстана баланса мощности Системный оператор ежегодно формирует долгосрочный прогноз спроса и предложения электроэнергии. При необходимости ввода дополнительной мощности Правительство Республики Казахстан может как провести тендер на строительство новой генерирующей мощности, так и заключить индивидуальное инвестиционное соглашение с производителями электроэнергии на модернизацию существующей мощности.

По результатам тендера на строительство новой генерирующей мощности уполномоченный государственный орган заключает с победителем тендера долгосрочный договор на строительство электростанции, условиями которого определяется срок ввода в эксплуатацию и ответственность за неисполнение принятых победителем тендера обязательств. В то же время, Системный оператор заключает с победителем тендера договор о покупке услуг по поддержанию готовности электрической мощности данной станции по цене, в объеме и на сроки, установленные уполномоченным государственным органом.

Для определения объектов, которые подлежат модернизации, уполномоченный правительственный орган разрабатывает программу модернизации генерирующих объектов в Республике Казахстан. Все генерирующие объекты, подлежащие модернизации, проходят технологический аудит, который выявляет оптимальную схему модернизации и требуемый объем финансирования. По итогам технологического аудита уполномоченный правительственный орган принимает решение о заключении долгосрочного индивидуального инвестиционного соглашения с модернизируемым объектом (с учетом рекомендаций Совета рынка), а Системный оператор заключает договор о покупке услуг по поддержанию готовности электрической мощности данного объекта по цене, в объеме и на сроки, установленные уполномоченным государственным органом.

Тарифы на электроэнергию, а также цены на мощность (существующую, новую и модернизируемую) должны определяться таким образом, чтобы обеспечить инвестиционную привлекательность сектора производства электроэнергии. В частности тариф на электроэнергию должен полностью покрывать переменные затраты производителей электроэнергии и обеспечивать фиксированный доход. Плата за мощность должна покрывать постоянные затраты производителей. Плата за мощность для новых и модернизируемых генерирующих объектов должна учитывать необходимую доходность инвестиций.

На переходном этапе для реализации государственной политики в области электроэнергетики предполагается создание Национального оператора в сфере производства электроэнергии в Республике Казахстан, который будет выполнять следующие функции:

- 1) осуществление строительства социально-важных объектов электроэнергетики, в случае если соответствующий государственный конкурс на строительство не состоялся;
- 2) осуществление централизованной деятельности по купле-продаже экспортируемой и импортируемой электрической энергии;
- 3) участие в строительстве объектов энергетики за пределами Республики Казахстан по поручению Правительства Республики Казахстан.

Развитие возобновляемых источников энергии позволит достичь стратегических целей по улучшению экологии и повышению энергоэффективности. Строительство ВИЭ и

альтернативных источников должно происходить с учетом технологического влияния данного вида генерации на надежность энергосистемы.

В целевой модели с рыночным ценообразованием инвестиции в модернизацию и строительство генерирующих мощностей должны привлекаться за счет появления ценовых сигналов на централизованном рынке.

Особой проблемой является высокий уровень выбросов вредных веществ при использовании угля для тепло- и электрогенерации. Республика Казахстан находится в начале пути развития экономических механизмов регулирования объемов выбросов. С поправками, принятыми в 2012 году, Киотский протокол ограничивает объем выбросов парниковых газов для некоторых стран и не оказывает существенного влияния на глобальные сокращения выбросов парниковых газов. Ограничения по выбросам, привязанные к уровню 1990 года, с высокой вероятностью позволят Казахстану выполнить заявленные обязательства. Однако, в случае применимости статьи 3.7-тер Киотского протокола, некоторым странам, в том числе Казахстану, при выполнении своих обязательств по сокращению выбросов парниковых газов, потребуются существенные капиталовложения в модернизацию промышленности. Помимо межстрановых обязательств, эффективной мерой по созданию стимулов к улучшению экологичности деятельности предприятий является введение внутреннего рынка квот на эмиссии в окружающую среду. На текущий момент в Республике Казахстан отрабатывается рынок квот на выбросы парниковых газов. Многими странами рассматривается внедрение данного рыночного подхода и на регулирование эмиссиями загрязняющих веществ. Механизм функционирования и регулирования рынка должен быть всесторонне проработан, в том числе:

- 1) ценообразование и объем выделяемых и торгуемых квот должны учитывать отраслевую специфику;
- 2) ценообразование на квоты должно стимулировать инвестиции в развитие и внедрение более экологичных технологий, сохраняя рентабельность производства;
- 3) должна быть разработана соответствующая нормативная база, включающая налогообложение и т.д.

Регулирование отрасли

Предполагается создание некоммерческой организации «Совет рынка», который должен стать совещательной площадкой для субъектов оптового рынка электроэнергии и разрабатывать регламенты его работы. Еще одной функцией «Совета рынка» станет рассмотрение инвестиционной программы модернизируемого генерирующего объекта перед заключением долгосрочного индивидуального инвестиционного соглашения между уполномоченным органом и соответствующим объектом. Совет рынка должен способствовать прозрачности при проведении тендеров на новое строительство, а также производить мониторинг эффективности функционирования оптового рынка электроэнергии.

Передача и распределение электроэнергии

В сегменте передачи и распределения электроэнергии целесообразна актуализация системы долгосрочного тарифного регулирования, которая позволит решить основные проблемы сегмента: нехватка средств для модернизации и строительства электросетевых активов, отсутствие приемлемой доходности на инвестированный капитал, низкая управленческая эффективность электросетевых компаний.

Решение проблемы нехватки средств для модернизации и строительства электросетевых активов будет обеспечено за счет включения в тариф величины справедливой амортизации, которая рассчитана на основании справедливой стоимости основных средств, задействованных в оказании услуг по передаче и распределению электроэнергии.

Проблема отсутствия приемлемого дохода на инвестированный капитал электросетевых компаний будет решена за счет включения в тариф дохода на инвестированный капитал. При этом привлечению инвестиций в отрасль будет способствовать использование более высокой нормы доходности для новых активов, чем для старых.

Для улучшения качества планирования инвестиций в электросетевой комплекс, в частности строительства объема электросетевых мощностей, в качестве одного из вариантов рассмотреть возможность внедрения в перспективе абонентской платы за пользование электрическими сетями для юридических лиц.

Для повышения эффективности деятельности электросетевых компаний (РЭК) целесообразно дальнейшее применение метода сравнительного анализа (бенчмаркинга).

Повышению эффективности деятельности энергопередающих организаций также будет способствовать их объединению с РЭК. Однако вопрос требует более детального изучения, дополнительного обоснования и вспомогательных расчетов. Предположительно данные меры позволят сократить удельные затраты компаний электросетевого комплекса и, как следствие, снизить тариф на оказываемые услуги. Кроме того, укрупнение энергопередающих организаций с РЭК позволит выровнять цены на электроэнергию в одном регионе. Объединение энергопередающих организаций с РЭК может происходить под влиянием различных механизмов (утверждение минимального количества потребителей РЭК при выдаче разрешения и т.д.).

Снабжение электрической энергией

Для решения структурной проблемы сегмента снабжения электрической энергией, связанной с аффилированностью ЭСО с РЭК и энергопроизводящими организациями, следует обязать ЭСО раскрывать и публиковать детальную информацию о формировании тарифов на электроэнергию, в том числе указывать стоимость покупки электроэнергии, услуг по передаче и распределению и т.д.

В долгосрочном периоде следует добиться усиления конкуренции ЭСО и консолидации игроков отрасли за счет ужесточения требований к компонентам сбытовой надбавки. Данная мера приведет к уходу с рынка или покупке неэффективных ЭСО более сильными игроками и снижению тарифов для конечных потребителей.

Сохранение субрынка двусторонних договоров должно стимулировать развитие, укрупнение и конкуренцию ЭСО.

Производство и передача тепловой энергии

Для эффективного развития сегмента производства и передачи тепловой энергии необходимо в перспективе рассмотреть возможность проработки вопроса внедрения новых механизмов взаимодействия между субъектами и оптимизация метода тарифообразования с использованием механизма актуализации долгосрочной системы тарифообразования с целью обеспечения компенсации всех экономически обоснованных эксплуатационных и капитальных расходов организаций, оказывающих услуги по производству и передаче тепловой энергии.

В перспективе следует рассмотреть вопрос целесообразности передачи полномочий и ответственности, распределенные в настоящее время между Министерством индустрии и новых технологий Республики Казахстан и Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан в уполномоченный государственный орган, наделенный следующими основными полномочиями:

- 1) формирование государственной политики в сфере производства и передачи тепловой энергии;
- 2) разработка методик проведения технологической экспертизы и экономической оптимизации;
- 3) организация информационной поддержки при привлечении финансирования

организациями в сфере производства и передачи тепловой энергии;

4) организация сбора и анализа информации в сфере производства и передачи тепловой энергии.

Под технологическим аудитом понимается способ проверки технологического состояния активов предприятия с помощью определенных критериев, предоставляющий возможность выявления их сильных и слабых сторон, что приводит к формированию плана мероприятий, направленного на повышение эффективности работы предприятия.

Для развития систем теплоснабжения в перспективе необходимо рассмотреть вопрос целесообразности выполнения местными исполнительными органами власти следующих функций:

1) организация разработки схемы теплоснабжения населенного пункта (организация теплоаудита, привлечение технического консультанта);

2) контроль над реализацией схемы теплоснабжения;

3) утверждение схемы теплоснабжения в уполномоченном государственном органе, ответственном за теплоснабжение.

Кроме того, организации по производству и передаче тепловой энергии обязаны проходить ежегодный аудит функционирования системы теплоснабжения.

Предполагается актуализация долгосрочной системы тарифообразования для организаций, оказывающих услуги по производству и передаче тепловой энергии. Система тарифообразования должна соответствовать следующим требованиям:

1) тариф устанавливается на 5 лет на экономически обоснованном уровне, компенсирующем эксплуатационные и капитальные расходы организаций;

2) для предотвращения значительного роста тарифов в течение пятилетнего периода, тариф субсидируется государством.

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

Энергоэффективность и энергосбережение

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) повышение энергоэффективности промышленности за счет модернизации мощностей и реализации программы мероприятий по повышению энергоэффективности;

2) снижение уровня потерь в электрических и тепловых сетях;

3) снижение удельных затрат на выработку электрической и тепловой энергии;

4) снижение потребления тепла в жилищном секторе;

5) подготовка кадров в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;

6) масштабная пропаганда энергосбережения среди населения;

предполагается посредством Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».

Угольная промышленность

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) сдерживание добычи угля при повышении ее эффективности;

2) развитие технологий глубокой переработки угля (углехимия, обогащение);

3) развитие технологий и инфраструктуры по использованию метана угольных пластов;

предполагается посредством:

Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании»;

Закона Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года «О техническом регулировании».

Нефтяная промышленность

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) привлечение инвестиций в геологоразведку и эффективное технологическое развитие нефтедобычи;

2) обеспечение энергобезопасности Республики Казахстан по ключевым видам нефтепродуктов, полное покрытие внутреннего спроса на моторные топлива и смазочные материалы;

3) последовательная либерализация нефтепереработки и рынка нефтепродуктов;

4) содействие интеграции в международные объединения, подготовка к интеграции в ЕЭП;

5) развитие кадрового потенциала нефтегазового сектора;

предполагается посредством:

Таможенного Кодекса Республики Казахстан;

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

Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании»;

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

Газовая промышленность

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) развитие технологий и инфраструктуры для переработки ПНГ;

2) развитие инфраструктуры для использования сжиженного природного газа;

3) обеспечение газотранспортной инфраструктурой регионов Северного Казахстана;

4) развитие газификации удаленных районов и рынка моторных топлив на СУГ;

5) развитие высоких переделов переработки газа с получением нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью;

предполагается посредством:

Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании»;

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

Атомная промышленность

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) сдержанное наращивание добычи урана и расширение каналов сбыта;

2) развитие обогащения урана, выход на проектную мощность предприятия по обогащению;

3) реализация проектов по развитию конверсии и организации производства ядерного топлива;

4) проработка и реализация проекта по строительству АЭС;

5) создание наукоемких производств и научно-исследовательских центров для поддержания развития атомной отрасли в Республике Казахстан;

6) обеспечение атомной отрасли Казахстана профессиональными кадрами;

предполагается посредством:

Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании»;

Закона Республики Казахстан от 14 апреля 1997 года «Об использовании атомной энергии»;

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

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

Закона Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года «О техническом регулировании»;
Закона Республики Казахстан от 21 июля 2007 года «Об экспортном контроле»;

Электроэнергетическая отрасль

в период реализации Концепции достижение нижеперечисленных задач:

1) внедрение модели оптовых рынков электроэнергии и мощности;

2) утверждение тарифов на долгосрочный период в сегменте производства и передачи электрической и тепловой энергии;

3) оптимизация структуры организаций в сегментах распределения электроэнергии и снабжения электроэнергией за счет создания стимулов к укрупнению игроков; предполагается посредством:

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

Закона Республики Казахстан от 9 июля 1998 года «О естественных монополиях и регулируемых рынках»;

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

Закона Республики Казахстан от 25 декабря 2008 года «О конкуренции»;

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

Закона Республики Казахстан от 7 июля 2006 года «О концессиях»;

Реализация Концепции также предполагается посредством стратегических планов государственных органов.

Расшифровка аббревиатур:

АРЕМ	-	Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий
ГРЭС	-	государственная районная электростанция
Гкал	-	гигакалория
ГЭС	-	гидроэлектростанция
кВ	-	киловольт
кВтч	-	киловатт в час
МВт	-	мегаватт
ТЭЦ	-	теплоэлектроцентраль