

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№3(145), март 2020



Тема номера

**РОССИЯ НА ПОРОГЕ ГЛОБАЛЬНОГО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА**

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14-15 апреля 2020 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2020



13-16 апреля 2020 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftegaz-expo.ru

12+

ЦИФРЫ И ФАКТЫ ВЫСТАВКИ И ФОРУМА В 2019:

Площадь выставки
«НЕФТЕГАЗ»
составила

35 285 м²

Участие приняли

573 компании

из

24 стран мира

Посещений
специалистами
отрасли

22 820

В работе ННФ приняли участие свыше:

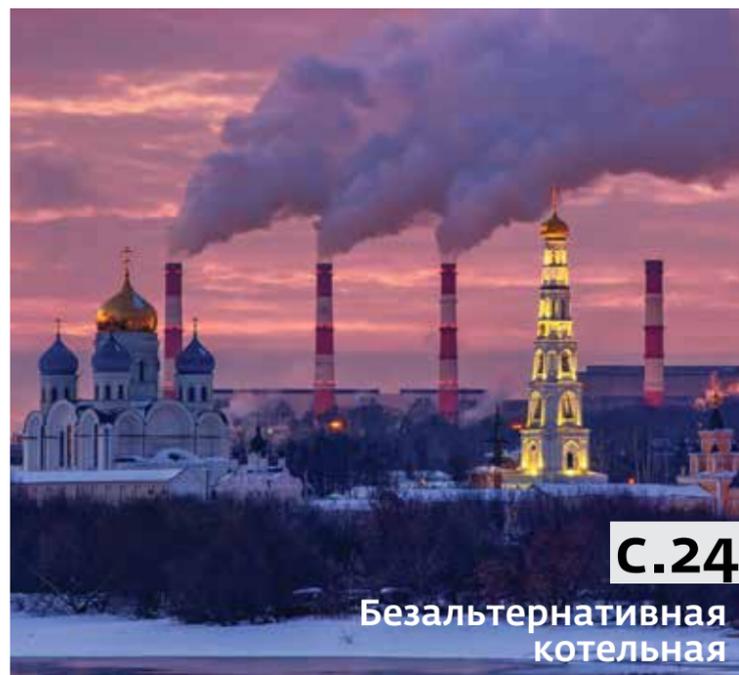


Реклама



С.6

«Гильотина» для энергетики:
спасение или гибель?



С.24

Безальтернативная
котельная

5 **Слово редакторов****ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

6 **А.Б. Бондаренко**
«Гильотина» для энергетики:
спасение или гибель?

12 **О.В. Жданеев, С.С. Зуев**
Вызовы для энергосектора
России до 2035 года

ТЕПЛОСЕТЬ

24 **П.О. Шацкий**
Безальтернативная котельная

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ВОПРОС

34 **Б.Г. Санеев, С.П. Попов,
Д.В. Максакова**
Газификация Монголии:
возможности многостороннего
сотрудничества

46 **В.М. Зайченко, А.Ю. Крылова,
А.А. Чернявский**
О «лишней» электроэнергии
в Магаданской области

АЛЬТЕРНАТИВА

54 **Е. Карьгина**
Альтернативные амбиции:
особый путь России к ВИЭ

64 **Д.А. Соловьев**
Направления развития водородных
энергетических технологий

72 **А.С. Погосян**
Водородный передел:
есть ли место «первому элементу»
в газовом мире?

КЛИМАТ

80 **П.М. Бобылев, М.М. Дыган**
Адаптация к изменениям
климата: новый вызов развитию
электроэнергетики России

5 **Editor's column****ELECTRIC POWER**

6 **A. Bondarenko**
«Guillotine» for Energy:
salvation or death?

12 **O. Zhdaneev, S. Zuev**
Challenges for the Russian
energy sector until 2035

HEATING

24 **P. Shatsky**
Non-alternative boiler plant

REGIONS

34 **B. Saneev, S. Popov,
D. Maksakova**
Gasification of Mongolia:
opportunities for the
multilateral cooperation

46 **V. Zaychenko, A. Krylova,
A. Chernayvsky**
The «excess» electricity
in the Magadan region

ALTERNATIVE

54 **E. Kargina**
Alternative ambitions: Russian
way to the renewable energy

64 **D. Solovyev**
Development of the hydrogen
energy technologies

72 **A. Pogosyan**
Hydrogen redistribution:
is there a place for the «first
element» in the gas world?

CLIMATE

80 **P. Bobylev, M. Dygan**
Adaptation to the climate
change: the new challenge
for the Russian electricity

Газификация Монголии: возможности многостороннего сотрудничества

С.34



Направления развития водородных энергетических технологий

С.64

**УЧРЕДИТЕЛИ**

Министерство энергетики
Российской Федерации,
107996, ТСП-6, г. Москва,
ул. Щепкина, д.42

ФГБУ «Российское
энергетическое агентство»
Министерства энергетики
Российской Федерации,
129085, г. Москва,
проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное
государственное
бюджетное учреждение
«Российское энергетическое
агентство»
Министерства энергетики
Российской Федерации,
129085, г. Москва,
проспект Мира,
д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.,
председатель совета, ген.директор ИЭС
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н.,
руководитель Центра энергетической
политики ИПНГ РАН
Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н.,
ответственный секретарь совета
А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н.,
научный руководитель ИПНГ РАН
Н.И. Воропай – член-корр. РАН, д. т. н.,
научный руководитель ИСЭМ СО РАН
А.И. Кулапин – д. х. н., директор
Департамента Минэнерго России

В.А. Крюков – акад. РАН, д. э. н.,
директор ИЗОПП СО РАН
Е.А. Телегина – член-корр. РАН,
д. э. н., декан факультета РГУ
нефти и газа им. И.М. Губкина
А.И. Громов – к. г. н., директор по
энергетическому направлению ФИЭФ
С.П. Филиппов – акад. РАН,
д. э. н., директор ИНЭИ РАН
А.Б. Яновский – д. э. н., заместитель
министра энергетики России
П.Ю. Сорокин – заместитель
министра энергетики России
О.В. Жданеев – к. ф.-м. н., руководитель
дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Арсений Погосян

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
129085,
г. Москва,
проспект Мира,
д.105, стр. 1

Журнал зарегистрирован
в Федеральной службе
по надзору в сфере связи,
информационных технологий
и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ № 77-75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика»
входит в Перечень рецензируемых
научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка
на издание обязательна

Перепечатка материалов
и использование их в любой форме,
в том числе в электронных СМИ,
возможны только с письменного
разрешения редакции

Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных
материалов

Редакция не имеет возможности
вступать в переписку,
рецензировать и возвращать
не заказанные ею рукописи
и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в «ПБ «Модуль»,
115162, Москва, Мятная улица,
дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать:
27.02.2020
Время подписания
по графику: 13:00
фактическое: 13:00

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД КАК БЕЗАЛЬТЕРНАТИВНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ



Виталий БУШУЕВ

Научный редактор журнала
«Энергетическая политика»,
акад. РАН и РИЭ, д. т. н.

Анна ГОРШКОВА

Главный редактор
журнала «Энергетическая
политика»

Глобальный энергетический переход уже давно перестал быть умозрительной абстракцией. Развитые страны ставят перед собой цели в среднесрочной перспективе почти полностью отказаться от углеродной энергетики. Крупнейшие потребители нефти и газа, такие как Китай, Япония и Германия, на уровне государственных программ стимулируют развитие технологий использования водорода в качестве основного энергоресурса. России становится жизненно необходимо найти свое место в условиях мировой энергетической трансформации.

Пройти этот путь невозможно без модернизации энергетической отрасли внутри страны, которая, в свою очередь, требует обновления и балансировки нормативно-правовой базы.

Одним из этапов реформирования энергетики на локальном уровне является создание системы альтернативных котельных для густонаселенных районов и реализация нестандартных проектов для удаленных малонаселенных регионов, таких как Магаданская область, например.

Не стоит забывать, что за мировым энергетическим переходом стоят опасения глобального климатического потепления, которые могут привести к необратимым экологическим, экономическим и социальным последствиям. Поэтому анализ возможных рисков для российской энергетики, связанных с изменением климата, актуален, как никогда. Этим вопросам и посвящен третий номер журнала «Энергетическая политика».

145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников



А. БОНДАРЕНКО
A. BONDARENKO

УДК 346.7:621.31

«ГИЛЬОТИНА» ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ: СПАСЕНИЕ ИЛИ ГИБЕЛЬ?



Анастасия БОНДАРЕНКО
Статс-секретарь – заместитель
Министра энергетики РФ
e-mail: press@minenergo.gov.ru

Anastasiya BONDARENKO
Deputy Minister of Energy
e-mail: press@minenergo.gov.ru

«GUILLOTINE» FOR ENERGY: SALVATION OR DEATH?

Аннотация. Правительство России в 2019 году приступило к масштабной работе по модернизации российского законодательства. Исходя из заложенных в ее основу механизмов эта реформа получила название «регуляторной гильотины». В статье проанализированы риски унифицированного применения «регуляторной гильотины» для энергетики.

Ключевые слова: правовое регулирование, риски, нормативные акты, электроэнергетика.

Основными принципами «регуляторной гильотины» для всех отраслей является отмена устаревших, обременительных и неактуальных требований, содержащихся в подзаконных актах правительства и федеральных органов исполнительной власти (1 этап), моделирование новых подходов к государственному регулированию и изменение федеральных законов (2 этап), последующее нормативно-правовое регулирование на основе новых принципов (3 этап).

Масштабность этой работы нашла отражение в способе организации – с широким привлечением заинтересованных организаций, которые осуществляют свою деятельность в соответствующих сферах.

В правительстве были сформированы рабочие группы по основным отраслям, в которые вошли

представители органов государственной власти (так называемая часть «от государства») и представители заинтересованных организаций (часть «от бизнеса»). Рабочие группы наделены правом одобрить или отклонить предлагаемые государственными органами-разработчиками проекты нормативных актов. Принять акты без решения рабочей группы невозможно. Причем, часть каждой рабочей группы в количественном составе «от бизнеса» в разы больше, чем часть «от государства», что гарантирует подготовку только тех решений, которые поддерживаются бизнес-сообществом.

Рамку механизма «регуляторной гильотины» также составляют ряд законопроектов, подготовленных правительством: об обязательных требованиях, о контрольно-надзорной деятельности, о разрешительной деятельности и новый КоАП.

Очевидно, что во многих сферах необходимость реформирования законодательства назрела и даже перезрела. Но следует учитывать, что требования в разных отраслях экономики, например, при обо-

Анализ применения «регуляторной гильотины» в энергетике выявляет множество рисков для нормальной работы энергетической отрасли

роте лекарственных средств и в электроснабжении, сильно различаются. Поэтому при выработке решений по модернизации нормативной базы необходимо учитывать ряд специфических факторов для каждой отрасли.

Если обратиться к сфере электроэнергетики, то нужно обратить внимание на следующие моменты.

Разработанный в рамках реализации механизма «регуляторной гильотины» проект федерального закона «Об обязательных требованиях в Российской Федерации» предусматривает ряд концептуальных норм для будущего регулирования большинства сфер общественных отношений.

Законопроект определяет основы введения и анализа применения обязательных требований (упомянутый выше 3 этап). Оценка их соблюдения проводится при:

- 1) осуществлении государственного контроля (надзора);
- 2) привлечении к ответственности;
- 3) предоставлении государственных услуг;
- 4) оценке соответствия продукции и иных форм оценок и экспертиз.

Исходя из такой области применения, большинство устанавливаемых в электроэнергетике обязательных требований подпадут под действие будущего закона.

Что это означает на практике? Проанализируем законопроект (кстати, с ним можно ознакомиться

Abstract. In 2019, the Russian government began large-scale work on renovation of the Russian legislation. This reform is called the «regulatory guillotine». The article analyzes the risks of the unified use the «regulatory guillotine» for the energy sector.

Keywords: legal regulation, risks, normative acts, electric power industry.

в открытом доступе, он подготовлен к рассмотрению Государственной Думой в первом чтении) с учетом распространения его положений на сферу электроэнергетики.

Риски работы «гильотины» в электроэнергетике

Анализ применения «регуляторной гильотины» в энергетике выявляет много рисков для нормальной работы отрасли.

Риск первый. Согласно законопроекту, обязательные требования должны вступать в силу либо первого марта, либо первого сентября соответствующего года, но не ранее чем через три месяца после дня их официального опубликования.

Выполнение данного требования в электроэнергетике приведет к невозможности принятия



Источник: Sven Lachmann / Pixabay.com

мер либо оперативного решения стоящих перед правительством задач в электроэнергетике.

Устанавливаемые по результатам правоприменительной практики обязательные требования в электроэнергетике направлены на защиту охраняемых законом ценностей и оперативность их введения или изменения обеспечивает минимизацию рисков, воздействующих на такие ценности.

Нужно ли приводить здесь примеры аварий, техногенного или природного характера? Нужно ли отмечать, что электроэнергетика – жизнеобеспечивающая отрасль? Полагаем, что вступление в силу требований «по календарю» не соотносится с реальной жизнью.

Риск второй. По общему правилу, нормативные правовые акты правительства и федерального органа исполнительной власти, содержащие обязательные требования, должны предусматривать срок их действия, который не может превышать шесть лет.

Выполнение данного требования в электроэнергетике приведет к риску нарушения охраняемых в электроэнергетике ценностей, в частности, недискриминационных и стабильных условий для предпринимательской деятельности, баланса экономических интересов субъектов электроэнергетики и потребителей энергии (статья 6 Федерального закона «Об электро-

энергетике»), доступности электрической энергии для потребителей, защиты потребителей от необоснованного повышения цен (тарифов) (статья 20 Федерального закона «Об электроэнергетике»).

Подавляющее количество обязательных требований в электроэнергетике установлено на уровне правительственных актов и является экономической основой для заключенных долгосрочных (на 15–20 лет) договоров (ДПМ, ДПМ АЭС/ГЭС, ДПМ ВИЭ, КОММОД, развитие ДФО и пр.).

Именно под сроки и условия договоров поставки мощности, определенных в актах правительства, банки кредитовали и кредитуют инвесторов в строительство и модернизацию объектов генерации (без использования механизма государственных гарантий).

Пересмотр обязательных требований до момента реализации долгосрочных механизмов нарушает устойчивость правовых конструкций и лишает отрасль инвестиционной привлекательности.

Нужно ли говорить здесь о возможном побеге инвесторов из отрасли, которая не известно каким образом, но точно будет меняться каждые 6 лет? Нужно ли говорить здесь о том, что такие долгосрочные программы развития и формируемые под них инвестиционные, закупочные планы и так далее?

Если установленные в электроэнергетике требования будут одномоментно отменены с 2021 года, подготовка новых неизбежно приведет к попыткам их пересмотра участниками рынка

Говоря о переоценке требований без отмены самих актов, необходимо отметить, что любая причина пересмотреть нормативы в сфере электроэнергетики будет являться катализатором для попыток отдельных участников пересмотреть прежде всего экономические параметры торговли на рынках электроэнергии и мощности, что, по нашему мнению, не должно входить в предмет и являться следствием механизма «регуляторной гильотины».

Риск третий. Согласно положениям законопроекта об обоснованности обязательных требований впредь не допускается установление обязательных требований для уменьшения или устранения коммерческих и иных рисков, не причиняющих вред охраняемым законом ценностям.

Регулирование правоотношений в электроэнергетике зачастую направлено как раз на защиту интересов тех или иных групп субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии, интересы или права которых в отсутствие такого регулирования могут быть не учтены или нарушены (например, положения о применении регулируемых договоров в СКФО, надбавки ДФО/Крым/ Калининград, безопасность АЭС).

Таким образом, установленные в сфере электроэнергетики правовые конструкции, часто, напротив, направлены на уменьшение или устранение коммерческих рисков таких организаций и, одно-

временно, на эффективное выполнение отдельных государственных задач.

Нужно ли интересоваться у авторов законопроекта за счет каких источников, кроме определяемых внутри отрасли, решать такие общенациональные задачи?

Риск четвертый. Законопроект предусматривает отмену с 1 января 2021 года нормативных правовых актов, которые вступили в силу до 1 января 2021 года и содержат обязательные требования.

Кроме того, с 1 января 2021 года исключается возможность оценки соблюдения содержащихся в этих

Выполнение норматива о шестилетнем сроке требований в электроэнергетике приведет к риску нарушения главных отраслевых ценностей, в частности, стабильных условий для предпринимательской деятельности

актах обязательных требований при осуществлении государственного контроля, предоставления государственных и муниципальных услуг.

Если установленные в электроэнергетике обязательные требования будут одномоментно отменены с 1 января 2021 года либо будет исключена возможность обеспечения их исполнения, подготовка новых неизбежно приведет к ревизии ранее принятых решений и попыткам их пересмотра участниками рынка, в том числе по таким ключевым ранее принятым решениям, как:

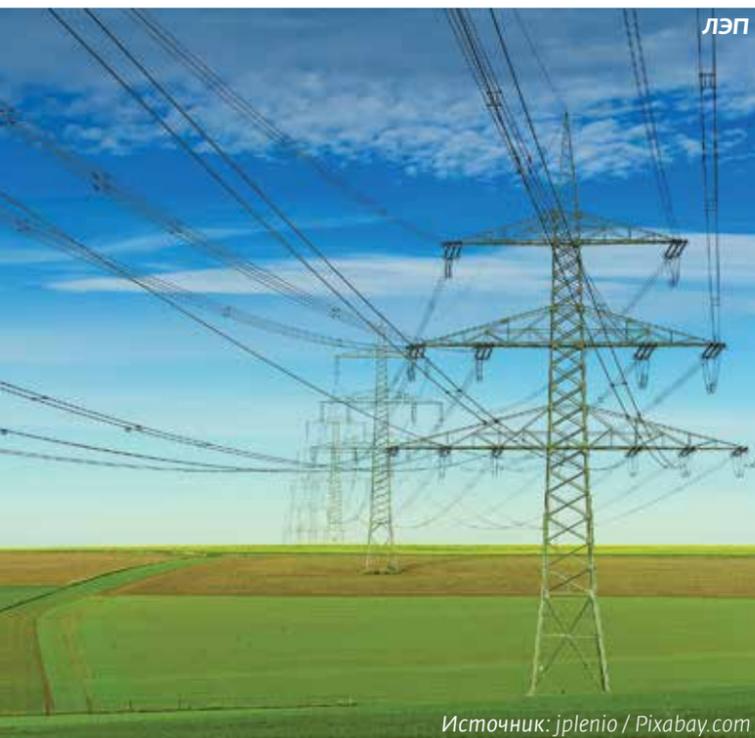


Источник: tehnowar.ru

- укрепление платежной дисциплины потребителей энергетических ресурсов и энергосбытовых организаций (размер задолженности составляет на оптовом рынке – 77 млрд рублей, на розничных рынках 262 млрд рублей);
- развитие экономики отдельных регионов страны (объем финансирования строительства генерации в Крыму и Калининграде достигает порядка 30 млрд рублей в год, объем средств, направляемых на снижение тарифов на Дальнем Востоке, составляет около 30 млрд рублей в год, на поддержку регионов Северного Кавказа, Тывы, Бурятии и Карелии – порядка 20 млрд рублей в год);
- на привлечение инвестиций в строительство и модернизацию генерирующих мощностей (объем инвестиций в ДПМ ТЭС и в модернизацию тепловой генерации составляет порядка 2,33 трлн рублей);
- на развитие использования возобновляемых источников энергии и поддержку отечественного энергетического машиностроения (объем инвестиций в развитие ВИЭ – примерно 500 млрд рублей).

Все это приведет к дестабилизации отношений в электроэнергетике, негативным социально-экономическим последствиям и к исключению условий для привлечения каких-либо инвестиций в электроэнергетику и развитие отечественного энергетического машиностроения.

Нужно ли это?!



ЛЭП

Источник: jplenio / Pixabay.com

Риск пятый. Положения законопроекта обоснованно не распространяются на общественные отношения, связанные с установлением и оценкой применения обязательных требований в области использования атомной энергии, обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

Однако разработчиками законопроекта не учтено, что нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики регулируются отношения, связанные с производством и обращением электрической энергии, произведенной на АЭС.

В частности, установленными обязательными требованиями о покупке мощности обеспечивается финансирование строительства новых и безопасной эксплуатации действующих атомных станций (соответствующая часть цены мощности КОМ).

Поэтому с юридической точки зрения можно сказать, что законопроект не позволяет однозначно определить, какие требования в электроэнергетике подпадают под его действие, а какие исключены из-под его действия.

Так, можно предположить, что обязательные требования в части генерации электрической энергии на АЭС не подпадают под положения законопроекта.

При этом механизмы и правила торговли на оптовом и розничных рынках электрической энергии одинаковы для всех объектов генерации, в том числе работающих на газе, угле, возобновляемых источниках энергии, а также для иных видов деятельности в электроэнергетике.

Нужно ли исключение части без исключения общего?

Риск шестой. Электроэнергетика – особая отрасль экономики России. В результате ее реформирования и либерализации (с 2003 года) регулирование правоотношений отнесено к полномочиям не только правительства и органов государственной власти, но и специально созданных организаций коммерческой и технологической инфраструктуры: совета рынка (ассоциация) и коммерческий оператор («АТС»); системного оператора («СО ЕЭС»); организация по управлению ЕНЭС («ФСК ЕЭС»).

Например, в органах управления «Совета рынка» участвуют более 400 компаний – членов ассоциации, являющихся субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности.

Система обязательных требований в электроэнергетике предусматривает право, а в ряде случаев

В законопроекте не учтено, что нормативами в электроэнергетике регулируются отношения, связанные с производством энергии на АЭС

ЛЭП на аграрном поле

Источник: yeti88 / Depositphotos.com

обязанность субъектов рынка определять самостоятельно требования, которые не установлены в нормативных правовых актах, посредством утверждения «Советом рынка» условий стандартной формы договора о присоединении к оптовому рынку. Нарушения таких условий приводят к тяжелым экономическим и договорным последствиям в условиях равной конкуренции с иными участниками рынка. Имеющиеся имущественные санкции на оптовом рынке носят гражданско-правовой характер (неустойка).

Использование такой системы отношений позволяет достигать основных принципов регулирования электроэнергетических рынков – стабильность ведения предпринимательской деятельности в электроэнергетике и достижение баланса экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии.

Нужно ли сведение на нет хорошо зарекомендовавших себя принципов саморегулирования отрасли?

Риск седьмой. Распространение положений законопроекта на сферу отношений в электроэнергетике может привести к оспариванию соответствующих актов правительства на предмет их несоответствия основам установления и анализа применения обязательных требований. Оценка их выполнения проводится при осуществлении государственного контроля; привлечении к ответственности; предоставлении государственных услуг; оценки соответствия продукции и так далее.

Нужно ли допускать возникновение таких (пусть даже временных) пробелов в регулировании?

По общему мнению, допустить указанные риски нельзя, учитывая высокую социальную и системообразующую значимость отрасли электроэнергетики.

Для обеспечения энергетической безопасности России и продолжения стабильного и надежного

функционирования энергетической отрасли страны, было бы правильным решением исключить электроэнергетику из-под действия законопроекта о «регуляторной гильотине».

В завершении отмечу то, с чего начиналась статья – очевидно, что во многих сферах необходимость реформирования законодательства назрела и даже перезрела. Но электроэнергетика – это как раз та сфера, где реформирование регулирования идет непрерывно. Это единственная сфера, где прошла самая масштабная в стране реформа

Современные требования необходимы для выстраивания правового регулирования в будущем, однако полностью унифицировать правила, без учета отраслевой специфики – не всегда панацея

управления системой (ликвидация в 2008 году огромной государственной монополии «РАО ЕЭС», создание нескольких тысяч компаний, ведущих свой бизнес как в конкурентном секторе, так и в естественно-монопольном). Этот процесс был бы невозможен без постоянной точной настройки регуляторного механизма. «Откат» принятых решений назад благодаря «регуляторной гильотине» может запустить неконтролируемые реакции, которые могут привести к полному коллапсу уже выстроенной системы.

Современные обязательные требования необходимы для выстраивания нормативно-правового регулирования в будущем, однако, как показывает анализ, полностью унифицировать правила, без учета отраслевой специфики – не всегда панацея.

Тем не менее, мы призываем следовать принципу «think positive!». Несмотря на все перечисленные риски, «регуляторная гильотина» будет, конечно же, не смертью, а спасением для электроэнергетики. Она позволит избавить эту важную сферу правоотношений от избыточных, устаревших и неактуальных требований, продолжив реформирование регулирования в интересах всех участников рынка. Но это будет возможно при точном, адресном и аккуратном применении ее отдельных элементов с учетом специфики отрасли.

О.В. ЖДАНЕЕВ, С.С. ЗУЕВ
O.V. ZHDANEEV, S.S. ZUEV

УДК 338.242

ВЫЗОВЫ ДЛЯ ЭНЕРГОСЕКТОРА РОССИИ ДО 2035 ГОДА

**Олег Валерьевич
ЖДАНЕЕВ**
Руководитель дирекции
технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России, к. ф.-м. н.,
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru

Oleg ZHDANEEV –
head of directorate
energy technologies REA,
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru



Семен Сергеевич ЗУЕВ
Директор проекта дирекции
технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России,
e-mail: Zuev@rosenergo.gov.ru

Semen ZUEV –
project director
energy technologies REA,
e-mail: Zuev@rosenergo.gov.ru



CHALLENGES FOR THE RUSSIAN ENERGY SECTOR UNTIL 2035

Аннотация. В данной статье дается представление о текущей ситуации в электроэнергетической отрасли в части обеспеченности собственными технологическими решениями, проблемах и задачах на перспективу, формируются цели и приоритеты технологического развития, определены направления развития кадрового потенциала, необходимые меры государственной поддержки и организационные механизмы стимулирования инновационной деятельности. Особое внимание уделено формированию перечня перспективных технологий, способных обеспечить достижение поставленных целей. Также рассмотрены возможные риски, связанные с процессом формирования новых высокотехнологичных производств на территории Российской Федерации.

Ключевые слова: электроэнергетика, вызовы, риски, перспективные технологии, импортозамещение, технологическое развитие, консорциум.

Введение

Стратегические цели России в электроэнергетике заключаются в интенсивном развитии генерирующей и электросетевой инфраструктуры, реализация которых возможна только при создании собственных технологий высокоэффективного энергетического оборудования.

Согласно сценарным условиям, в России до 2035 года ожидается рост потребления электроэнергии. Только в текущем году этот показатель может увеличиться на 24% [1]. Это предполагает строительство новых и обновление существующих электрических сетей, замещение установок с низким КПД на более эффективные мощности газовой и угольной генерации, рост атомных электростанций, развитие возобновляемых источников энергии, в том числе использующих энергию ветра, солнца и воды. Структура мощности при этом не претерпит существенных изменений за исключением новой «зеленой» энергетики, объем которой должен увеличиться более чем в 10 раз через 15 лет. Изменение производственных мощностей в указанный период планируется на уровне 17–21 ГВт – АЭС, 1–1,5 ГВт – ГЭС, 32–41 ГВт – ТЭС, 10–15 ГВт – ВИЭ [2].

Согласно сценариям, в РФ до 2035 года ожидается рост потребления электроэнергии. Только в текущем году он может увеличиться на 24%

Мировая энергетика сегодня переживает этап важных изменений, которые в течение следующих 10–15 лет окажут определяющее влияние на то, как мы производим, передаем и распределяем электроэнергию, заправляем наши автомобили, освещаем и обогреваем наши дома. Но глобальные мировые тренды, такие как декарбонизация, цифровизация, децентрализация, в разных географических регионах будут приобретать свою специфику в зависимости от множества локальных тенденций.

Сложная геополитическая обстановка накладывает ряд ограничений на топливно-энергетический комплекс России. Это запрет на поставку импортного оборудования для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на суше и нефтегазовых месторождений на шельфе, а также на импорт продукции двойного назначения, в том числе электронных компонентов. Кроме того, санкции ограничивают предоставление долгосрочных кредитов у иностранных банков. Это определяет высокие риски для непрерывности ведения бизнеса российских энергетических компаний.

Анализ технико-экономических показателей и целевых ориентиров до 2035 года показывает, что основными проблемами, с которыми столкнется отрасль, станут высокий износ основных фондов предприятий электроэнергетики (в электроэнергетике и газовой промышленности он достигает примерно 60% [3]), вынужденная генерация (в 2021 году вы-

Abstract. This article gives an idea of the current situation in the electric power industry from the point of view of providing it with its own technological solutions, problems and tasks for the future, sets goals and priorities for technological development, determines development directions, human resources, necessary state support measures and organizational mechanisms to stimulate innovation. Particular attention is paid to the formation of a list of promising technologies that can ensure the achievement of goals. Possible risks associated with the formation of new high-tech industries in the Russian Federation were also considered.

Keywords: electric power industry, challenges, problems, risks, promising technologies, import substitution, technological development, consortium.

нужденный режим получают 3,5 ГВт мощности [4]), отсутствие технологий и производств современных высокоэффективных турбин (из 695 теплофикационных турбин на газовых ТЭС: 81% в эксплуатации более 30 лет, из них 59% отработали более 40 лет и требуют незамедлительной замены [5]), догоняющее развитие возобновляемых источников энергии (в России построено на начало 2019 года около 1,1 ГВт установленной мощности [6]). Кроме того, одним из главных вопросов остается необходимость

ЛЭП

Источник:
МРСК Северного Кавказа

повышения операционной эффективности отрасли. Для этого необходимо снизить уровень потерь в электрических сетях до 6–7% [9]; повысить эффективность тепловых электростанций, использующих газовые турбины, до мировых показателей: более 60% в режиме парогазовой установки; снизить стоимость производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии до уровня, который позволит конкурировать с традиционными источниками энергии; сократить на 30% операционные расходы и на 50% капитальные затраты в электрических сетях [9].

Решение каждой из этих проблем связано с высокими капитальными затратами и рисками, порожденными сильной зависимостью российской электроэнергетики от иностранного оборудования. Побороть эту зависимость и развить собственные инновационные технологии возможно за счет создания различных государственных механизмов стимулирования развития отечественного производства.

Перспективы технологического развития

Многие критичные для энергосистемы технологии, такие как высокоэффективные газовые турбины, оборудование для ветряных электростанций, электронные компоненты для систем АСУ ТП, элегазовые комплектные распределительные устройства высокого напряжения и другие, в России массово не производятся. Электроэнергетические

предприятия вынуждены закупать такое оборудование за рубежом (объем импорта более 170 млрд руб. [10]), а также пользоваться дорогостоящими сервисными услугами иностранных компаний (стоимость которых превышает стоимость оборудования в 2–3 раза). Для минимизации риска ограничения импорта подобных технологий необходимо развивать собственную научно-производственную базу. Среди наиболее значимых с точки зрения сохранения энергетической независимости и повышения эффективности для электроэнергетики направлений можно выделить:

- турбины газовые;
- электронные компоненты для оборудования систем АСУ ТП, РЗА и ПА;
- программное обеспечение для систем АСУ ТП, систем управления: системы планирования ресурсов предприятия (ERP системы), системы управления активами (EAM системы) и другие;
- системы накопления и хранения электрической энергии;
- электронные компоненты для оборудования систем учета электроэнергии: приборы учета, устройства сбора и передачи данных;
- компоненты для технологий цифровой трансформации: «умный» дом (Smart House), «умные» сети (Smart Grid), «умный» город (Smart City).

По этим направлениям доля импорта составляет от 80 до 100% [11].

Возможность снижения доли импорта в большей мере зависит от степени готовности отечественной научно-производственной инфраструктуры реализовать заказ электроэнергетических компаний и государства. На помощь могут прийти предприятия оборонно-промышленного комплекса (далее – ОПК), которые имеют высококвалифицированный кадровый состав и необходимую конструкторскую базу.

Среди наиболее перспективных технологий в электроэнергетике России до 2035 года, можно выделить:

- «умные» технологии: «умный» дом, «умный» город, «умные» электрические сети;
- производство электромобилей;
- технологии производства высокоэффективных газовых турбин;
- технологии повышения эффективности возобновляемых источников энергии;
- технологии накопления и хранения электрической энергии;
- технологии производства робототехники для эксплуатации инфраструктуры;
- оптические технологии измерения количества и качества электроэнергии;
- технологии производства электронных компонентов для микропроцессорных систем диагностики и датчиков, систем связи, систем АСУ ТП, систем РЗА и ПА;

- технологии производства современных средств индивидуальной защиты для работ под напряжением и другие.

Развитие электроэнергетики и энергетического машиностроения неразрывно связаны. Такой симбиоз открывает ряд возможностей как для электроэнергетической отрасли, так и для эконо-

Возможность снижения импорта в большей мере зависит от готовности отечественной научно-производственной инфраструктуры реализовать заказ энергокомпаний и государства. На помощь могут прийти предприятия ОПК

мики страны в целом. Эффективность выработки электроэнергии можно повысить за счет внедрения высокоэкономичных газовых турбин, использования возобновляемых источников энергии, в первую очередь в удаленных районах, формирования более маневренной энергосистемы, активизации использования местных энергетических ресурсов, разработки и внедрении инновационных технологий.

Такие технологии требуют определенного уровня развития химической промышленности (материалы для лопаток газовых турбин, катализаторы для производства водорода и аккумуляторов, кремний и редкоземельные металлы особой чистоты и другое), металлургии (газоплотное литье для элегазового оборудования), радиоэлектро-



ЛЭП

Источник: Didgeman / Pixabay.com



ЛЭП

Источник: МРСК Волги

ники (технологический процесс не менее 20 нм, технология литографии, окисления, легирования кремния и другие).

Импортозамещение в электроэнергетике

Объем российского рынка энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности в 2018 году составил более 618 млрд руб., что на 3,3% выше 2017 года [12]. Объем импорта в том же году показал снижение на 2,61% и составил 168 млрд руб. Внутреннее производство выросло на 4,7% – до 582 млрд руб. [10].

Объем экспорта энергетического оборудования в 2018 году увеличился на 1,4% – до 131 млрд руб. При этом на энергетическое машиностроение приходится 90 млрд руб. (68,4%), на электротехническую промышленность – 20 млрд руб. (15,2%), на кабельную – 22 млрд руб. (16,4%) [12]. Следует отметить существенное изменение доли экспорта продукции энергетического машиностроения за период с 2014 года по 2018 год: с 8,3% до 47%. Аналогичный показатель по кабельной промышленности в процентном соотношении практически не изменился. В электротехнической промышленности наблюдается снижение доли экспорта с 17,6% до 13,6%.

Импортомной продукции на энергетическое машиностроение приходится 55 млрд руб. (32,8%), на электротехническую промышленность – 59 млрд руб. (35,2%), на кабельную – 54 млрд руб. (32,0%) [12]. Доля импорта энергетического машиностроения в 2014–2018 годах увеличилась с 25,3% до 35,3%, электротехнической и кабельной промышленности снизилась с 43,2% до 31,7% и с 28,8% до 29,5% соответственно. Совокупно доля импорта показывает отрицательную динамику: с 31,4% до 27,2%. Общий объем российского рынка при этом за тот же период вырос на 9,5%.

Причины, по которым предприятия электросетевого комплекса и генерирующие компании осуществляют закупки оборудования иностранного производства, не всегда связаны с отсутствием отечественного производства. К ним можно отнести:

- по отдельным направлениям, которые не получили должного развития в России, более низкая надежность отечественных аналогов: вероятность отказа во время гарантийного периода;
- в ряде случаев неудобство эксплуатации и ремонта;
- меньший гарантийный срок эксплуатации и срок межремонтного интервала;
- из-за ограниченности внутреннего рынка более высокая по сравнению с зарубежными аналогами стоимость оборудования и комплектующих;

- в ряде случаев отсутствие качественного сервиса;
- из-за неразвитости межотраслевого информационного обмена недостаток информации о перспективных разработках;
- в ряде случаев слабая по сравнению с зарубежными компаниями ориентация на нужды заказчика.

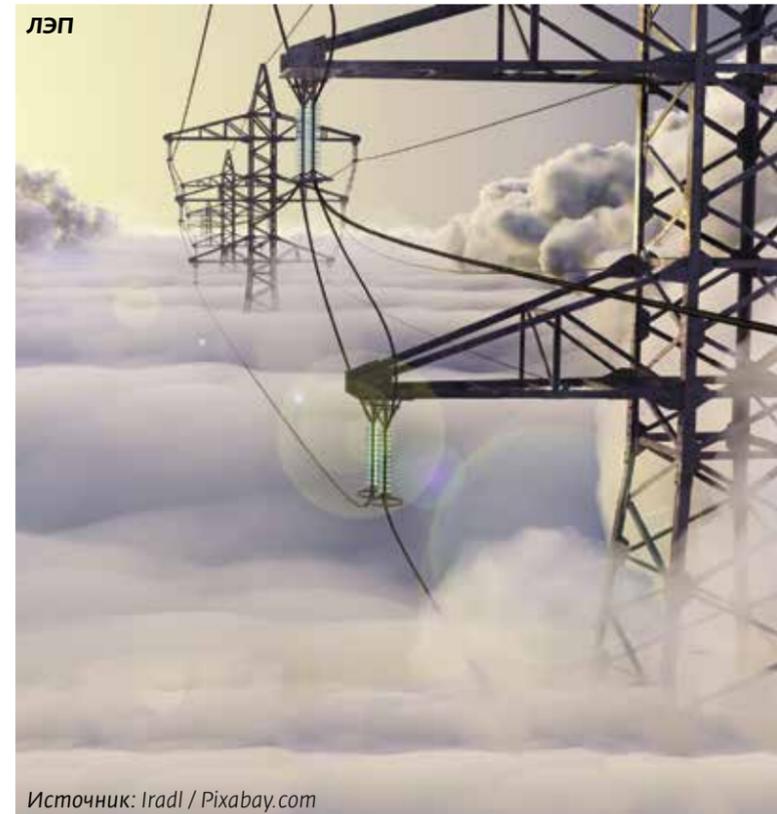
Меры государственной поддержки

Инновационное развитие электроэнергетической отрасли напрямую связано с развитием отечественного энергетического машиностроения и радиоэлектронной промышленности.

В качестве направлений стимулирования и поддержки технологического развития в электроэнергетике возможно выделить следующие:

- прямое стимулирование крупных государственных компаний и естественных монополий к реализации программ инновационного развития;
- предоставление на конкурсной основе малым, средним и крупным компаниям грантов по приоритетным направлениям развития отрасли (например, уже действует Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере (Фонд содействия инновациям));
- поддержка развития научно-производственных консорциумов по приоритетным направлениям развития отрасли: формирование соответствующей нормативно-правовой базы, государственное субсидирование инновационных разработок и другие;
- совершенствование инструментов налогового стимулирования инновационной деятельности предприятий;
- усиление инновационной направленности деятельности специализированных банков и финансовых институтов развития: стимулирование включения в портфели таких организаций инновационных проектов, в том числе с высоким риском (венчурные инвестиции);
- совершенствование системы поддержки экспорта высокотехнологичной продукции (услуг).

В качестве примера можно привести создание единого реестра российской радиоэлектронной продукции (далее – Реестр РРП) и введение правила «третий лишний». При закупках радиоэлектроники заказчик отдает приоритет тем заявкам, которые содержат предложения о поставке продукции из Реестра РРП, и отклоняет все заявки, которые содержат продукцию иностранного производства, аналогичную включенной в Реестр РРП, при усло-



ЛЭП

Источник: Iradl / Pixabay.com

вии, что подано не менее двух заявок, которые содержат предложения о поставке радиоэлектронной продукции, включенной в реестр.

В качестве аналогичного примера следует также отметить механизм Специального инвестиционного контракта (СПИК и СПИК 2.0). Данные меры государственной поддержки предоставляют возможность реализации в России промышленных производств, конкурентных мировым. Срок СПИК 2.0 не более 15 лет для проектов с объемом инвестиций до 50 млрд руб., а для проектов с объемом инвестиций от 50 млрд руб. – не более 20 лет. Этот срок может быть продлен по решению правительства Российской Федерации.

Организация консорциумов

Разрабатывать инновационное энергетическое оборудование могут специально созданные консорциумы производителей и разработчиков. При этом с самого начала будущих проектов необходимо параллельно иметь нормативно-правовую базу для мер государственной поддержки. К разработке необходимо привлечь дизайн-центры, в том числе ОПК, ведущие научные институты и предприятия. Для каждой роли должны быть определены предполагаемые исполнители и необходимые ресурсы.

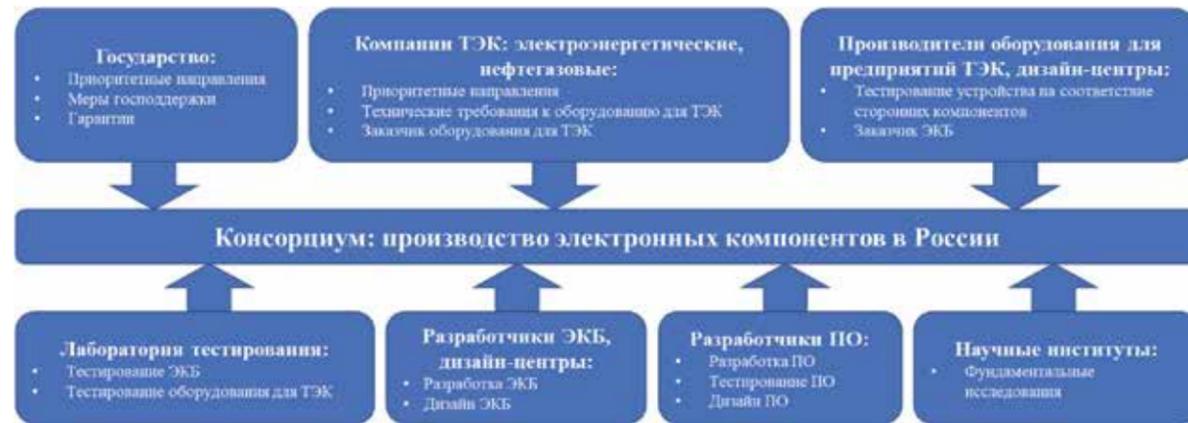


Рис. 1. Пример структуры консорциума

Структурно состав консорциума представлен на рис. 1.

В состав каждого консорциума целесообразно включать представителей Минэнерго и Минпромторга, ключевых предприятий ТЭК, разработчиков и производителей оборудования, лабораторий тестирования, дизайн-центров, научно-исследовательских институтов. В качестве организационно-правовой формы возможно использовать автономную некоммерческую организацию (ассоциацию или некоммерческое партнерство). Внутри консорциума роли следует распределять таким образом, чтобы каждый участник работал в той сфере деятельности, где он достиг наивысшего технического уровня при наименьших затратах.

Подобная форма организации разработки инновационного капиталоемкого оборудования успешно зарекомендовала себя в других странах: США, странах Европейского Союза. Консорциум позволяет снизить финансовые риски каждого участника, обеспечить непосредственное взаимодействие потребителя и производителя, обеспечить государственные гарантии и (или) субсидии, вносить в общее дело как деньги и имущество, так и профессиональные и иные знания, умения, навыки, а также деловую репутацию, связи, опыт, информацию, товарный знак и все возможные виды материальных и нематериальных активов, а также комплексы исключительных прав и иные виды вкладов, о внесении которых стороны достигнут договора.

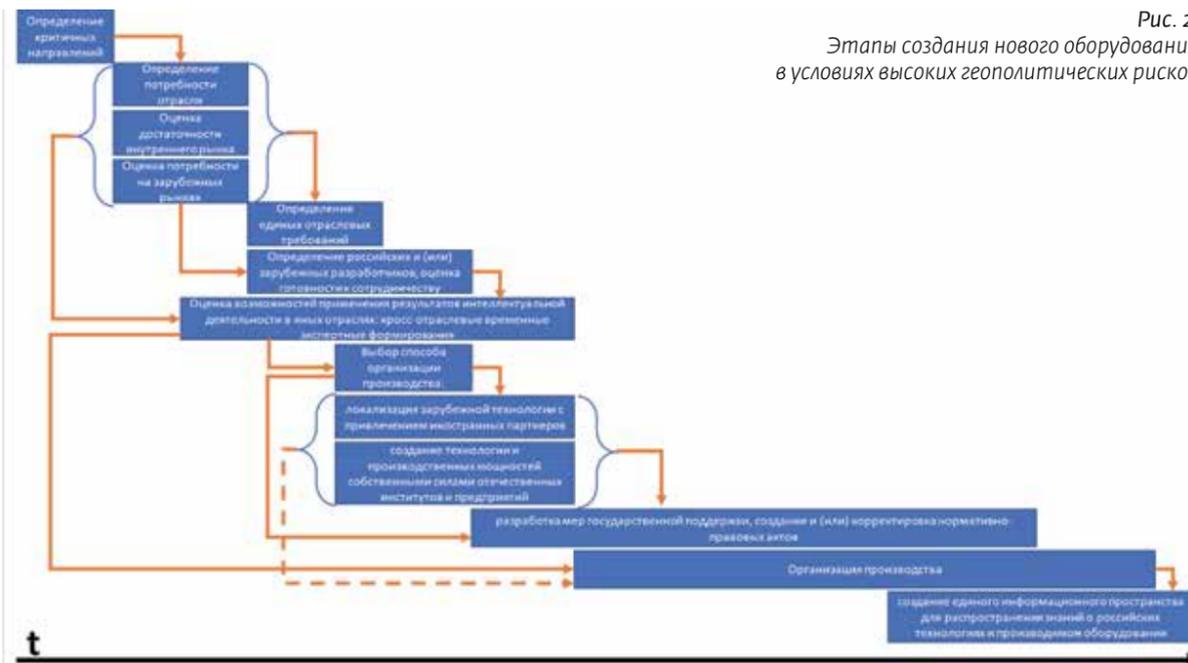


Рис. 2. Этапы создания нового оборудования в условиях высоких геополитических рисков

Создание отечественных инновационных производств требует решения вопроса сбыта на российском и зарубежных рынках. Решая эту задачу нужно ориентироваться на этапы, представленные на рис. 2.

Время, затраченное на реализацию каждого этапа и проекта в целом, может отличаться в зависимости от уровня сложности конкретной технологии, наличия финансирования, готовности российских и зарубежных партнеров к сотрудничеству и других факторов.

Заключение

Повышение темпов технологического развития страны требуют развития следующих технологий:

- технологии производства электронных компонентов для микропроцессорных систем диагностики и датчиков, систем связи, систем АСУ ТП, систем РЗА и ПА;
- цифровые технологии: управление спросом на электрическую энергию, цифровые двойники, Smart House, Smart Grid (в том числе «умные» приборы учета, мониторинг сети в режиме реального времени), Smart City и другие;
- технологии традиционной генерации: газовые турбины мощностью 35 МВт и более с высоким КПД (более 60% в режиме ПГУ), паровые турбины на сверхкритических параметрах пара, паровые котлы с циркулирующим кипящим слоем;

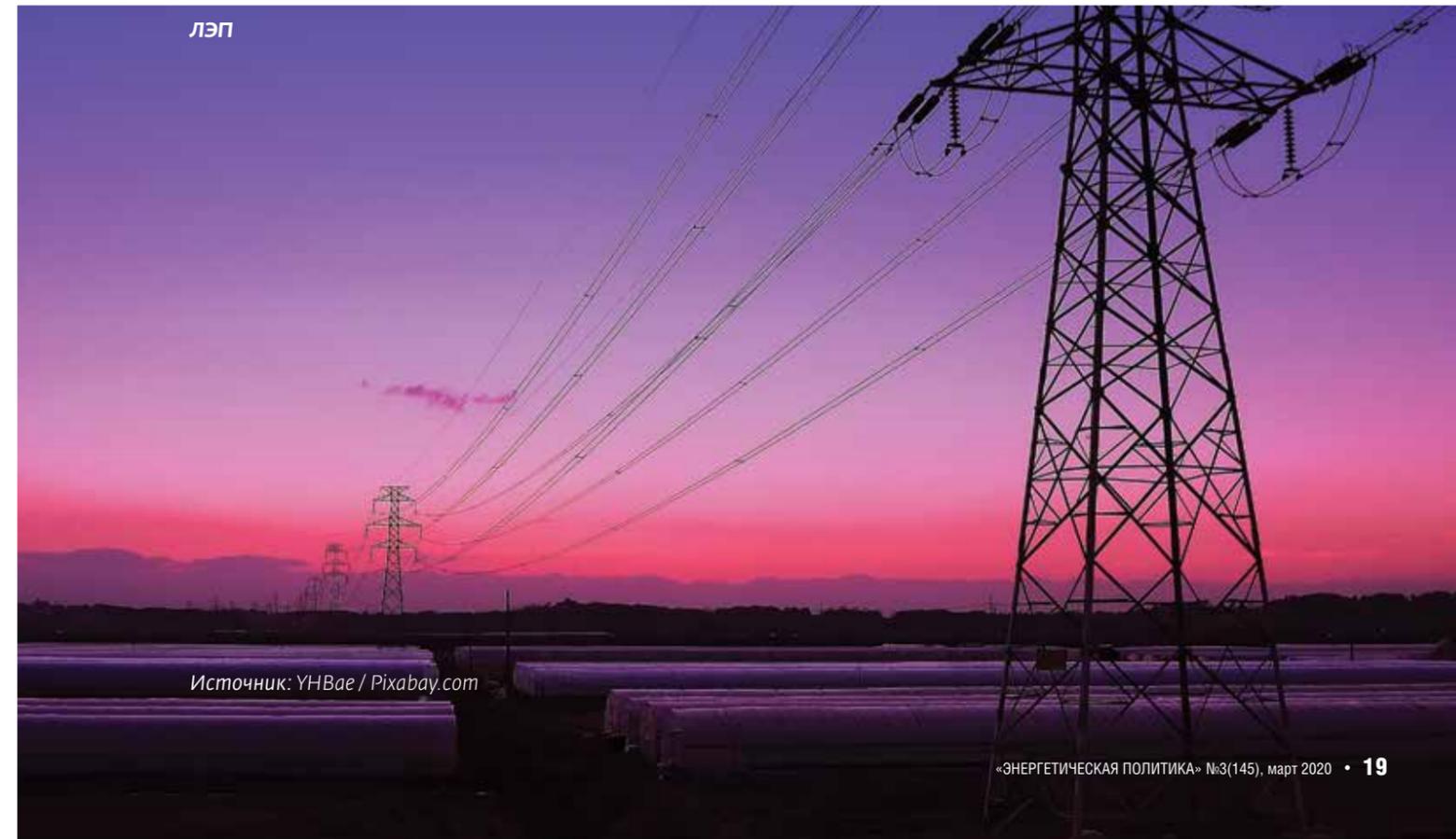
- технологии «зеленой» энергии: технологии производства электромобилей, технологии повышения эффективности возобновляемых источников энергии, технологии накопления и хранения электрической энергии, водород и другие; которые позволят достичь целей в области устойчивого развития.

Развитие высокотехнологичного производства в России сопряжено с проектными и технологическими рисками. Некоторые из них приведены в таблице 1.

Эффективному управлению данными рисками будут способствовать такие меры, как развитие собственных технологий за счет увеличения финансирования НИОКР,

Создание отечественных инновационных производств требует решения вопроса сбыта продукции на российском и зарубежных рынках

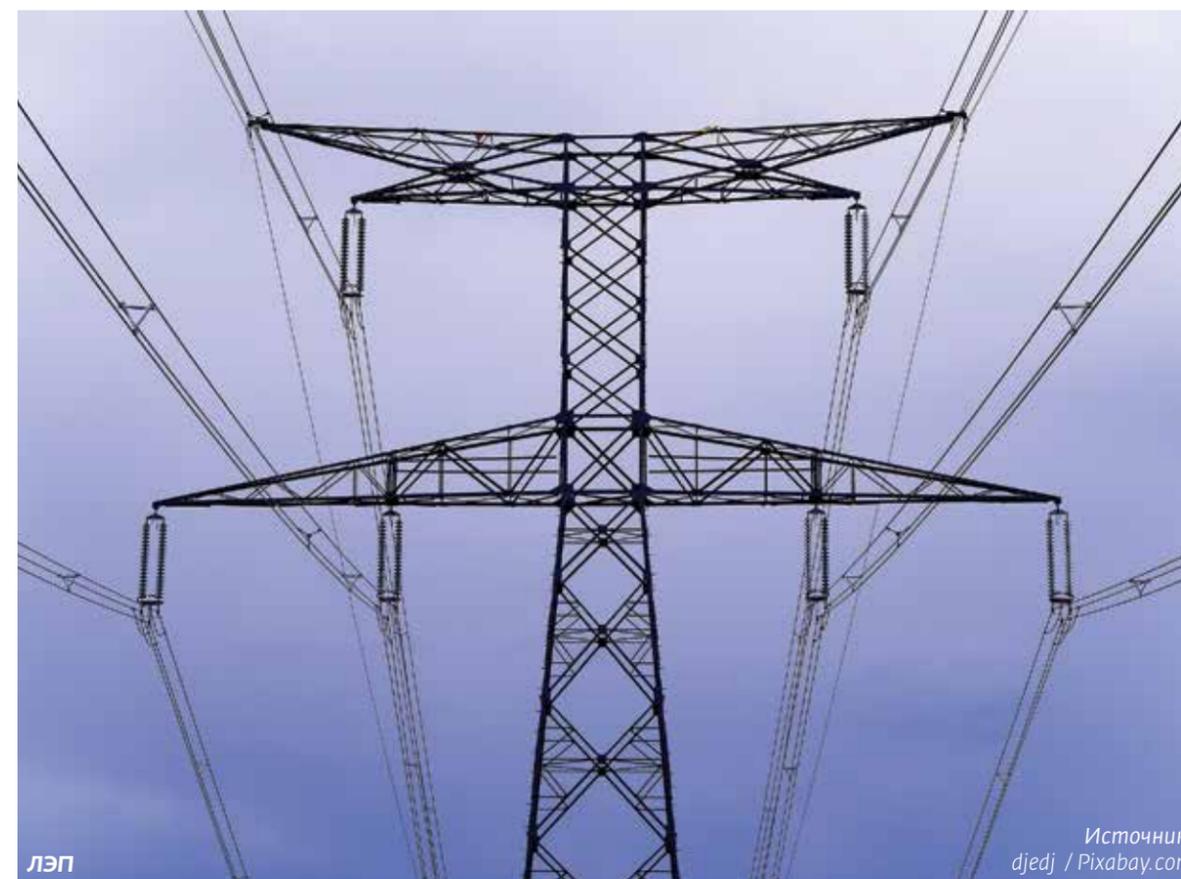
роста числа федеральных целевых программ в части фундаментальных и прикладных исследований, стимулирования инновационной и рационализаторской деятельности на предприятиях, заключения специальных инвестиционных контрактов, развития собственных технологий производства электронных компонентов; локализация производств ЭКБ в России; внедрение лучших мировых практик по контролю качества; внедрение новейших технологий управления.



Источник: YNBae / Pixabay.com

Таблица 1.
Риски развития высокотехнологичного производства на территории Российской Федерации

№ п/п	Риск	Мероприятия управления риском
1	Геополитические риски: – ограничение доступа к рынкам сбыта; – ограничение доступа к финансовым ресурсам; – ограничение доступа к технологиям.	Развитие собственных технологий
2	Риск зависимости от иностранных электронных компонентов	Развитие собственных технологий производства электронных компонентов, локализация производств на территории Российской Федерации
3	Появление на мировом рынке альтернативных технологий и товаров вследствие научно-технической революции	Увеличение количества фундаментальных и прикладных исследований, создание технологических заделов в новых сферах
4	Отсутствие востребованности (спроса) со стороны рынка на разработанные продукты и услуги	Заключение долгосрочных контрактов, формирование конкурентоспособных предложений, развитие компетенций в сфере маркетинга и рекламы
5	Высокие капитальные затраты на переоборудование производства для выпуска энергетического оборудования и элементов электронной компонентной базы (далее – ЭКБ)	Переориентация существующих производств на рынки массового потребителя
6	Срыв проектных сроков	Активное взаимодействие с органами власти, внедрение новейших технологий проектного управления
7	Финансовые: неконкурентоспособная цена, высокая себестоимость из-за недостаточности объема внутреннего рынка	Автоматизация производства, совершенствование технологических процессов, оптимизация накладных расходов, поощрение рационализаторства
8	Риск нехватки материально-технических ресурсов на реализацию проектов	Прогнозирование в том числе с использованием инструментов форсайт-исследований, фокус на передовые решения, бенчмаркинг, обеспечение широкой отраслевой и внеотраслевой кооперации, комплексная оценка инвестиционных и не инвестиционных рисков осуществления инновационной деятельности
9	Персонал: недостаток высококвалифицированных кадров (в части технических компетенций)	Разработка системы стимулирования в соответствии с лучшими мировыми практиками, разработка и внедрение в учебный процесс новейших профильных образовательных программ, внедрение целевых программ обучения, программ переподготовки кадров
10	Недостаток компетенций в сферах маркетинга и рекламы	Создание отделов маркетинга и рекламы, внедрение лучших мировых практик
11	Риски взаимодействия с клиентами: – недостаточный уровень сервиса; – удобство проведения испытаний на территории заказчика (законодательные ограничения на доступ на территорию отдельных предприятий ВПК); – удобство взаимодействия с предприятиями ОПК (приоритет гособоронзаказа и другое).	Внедрение лучших мировых практик в сфере услуг
12	Экспортные риски: отказ зарубежных контрагентов приобрести российскую продукцию, несоответствие российской продукции международным стандартам качества, государственный протекционизм зарубежных национальных рынков	Эффективное взаимодействие с Российским экспортным центром (РЭЦ), торговыми представительствами и другими институтами поддержки экспорта
13	НПА: несовершенство нормативных актов в части стимулирования потребления российских товаров или их неисполнение	Минпромторг, Минэнерго, научные предприятия, производственные предприятия, электроэнергетические компании



Технологические риски по развитию производств в основном сводятся к следующему:

- риск некорректной оценки стоимости и сроков реализации мероприятий;
- риск нехватки материально-технических ресурсов на реализацию проектов;
- высокие капитальные затраты на переоборудование производства для выпуска энергетического оборудования и ЭКБ.

Наступление данных рисков может оказать существенное влияние на развитие отрасли и достижение целевых показателей. Снизить риски можно за счет таких мер, как обеспечение широкой отраслевой, внеотраслевой и межстрановой кооперации, стимулирование инновационной активности, отраслевое научно-техническое прогнозирование и разработка отраслевой технической политики.

Появление в российской электроэнергетике отечественного высокотехнологичного оборудования невозможно без таких отраслей, как химическая промышленность, металлургия, радиоэлектронная промышленность, энергетическое машиностроение, электротехническая и кабельная промыш-

ленность. Их взаимосвязанное развитие создаст возможность замещения внутренней потребности предприятий электроэнергетики отечественными аналогами, что сформирует рынок для российского производителя в размере более 200 млрд руб. к 2030 году [14]. В развитие мировой энергетики до 2040 года планируется вложить около 130 трлн руб. [15].

Зависимость от зарубежных технологий и оборудования, неразвитость отдельных направлений науки, недостаток высококвалифицированных кадров – это серьезные вызовы для отечественной электроэнергетики

Необходимо развивать практику кооперации и коллаборации между государством, производственными проектными и научно-исследовательскими организациями и потребителями.

Формирование консорциумов, как одного из наиболее эффективных инструментов объединения усилий, будет способствовать минимизации финансовых рисков участников, повышению доступности информации, наращиванию

ЛЭП на Кубани

Источник:
fietzfotos / Pixabay.com

компетенций в выпуске продукции по мировым стандартам (для предприятий ОПК: продукции гражданского назначения), а также компетенций в продвижении и продажах. Предприятия ОПК, обладающие многолетним опытом разработки высокотехнологичного оборудования для целей обороны страны и современной материально-технической базой, получают возможность освоить новые рынки энергетического оборудования, на которых в настоящее время сложилась ситуация монопольного присутствия иностранных производителей: высокоэффективных газовых турбин большой мощности, паровых котлов с циркулирующим кипящим слоем, элементов ЭКБ и программного обеспечения для АСУ ТП,

оборудования для возобновляемых источников энергии и других.

Существенная зависимость отечественной энергетики от зарубежных технологий, оборудования и комплектующих («доля зарубежных поставщиков достигает 70%» [16]), а также критичность отдельных элементов энергетической инфраструктуры, широкое развитие цифровизации и автоматизации производств, неразвитость отдельных направлений науки, недостаток высококвалифицированных кадров и многое другое – это серьезные вызовы для отечественной электроэнергетической отрасли, требующие системного подхода, объединения усилий и принятия взвешенных решений.

Использованные источники

1. Схема и программа развития ЕЭС России до 2035 года: «Баланс электрической энергии зоны централизованного электроснабжения России, Единой энергетической системы России и объединенных энергетических систем до 2035 года (базовый вариант, минимальный вариант)».
2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Аналитические материалы ЦКТР ТЭК Минэнерго России. Аналитические материалы Ассоциации организаций и работников гидроэнергетики «Гидроэнергетика России». Газета «Независимая газета»: «Доля возобновляемой энергетики в России к 2025 году составит всего 1%», URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/10/12/783562-vsego-1> (дата обращения: 22.12.2019). НП «Совет рынка».
3. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
4. Татьяна Дятел / Газета «КОММЕРСАНТЪ» №220 от 29.11.2018, стр. 9: «Вынужденные доходы», URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3813716> (дата обращения: 22.12.2019).
5. Филиппов С.П., Дильман М.Д. «Технологическое обновление ТЭЦ России на базе газотурбинных технологий» / ИНЭИ РАН, г. Москва / Материалы «LXV научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин и парогазовых установок»: «Фундаментальные проблемы исследований, разработок и реализации научных достижений в области газовых турбин в российской экономике».
6. Открытые данные: официальный интернет-сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata> (дата обращения: 22.09.2019).
7. Материалы XII ежегодной конференции: «Российская энергетика: новый инвестиционный цикл». URL: <https://events.vedomosti.ru/events/electro19> (дата обращения: 25.12.2019 г.).
8. Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010–2020 годы и на перспективу до 2030 года.
9. Аналитические (презентационные) материалы ПАО «Россети».
10. Данные Федеральной службы государственной статистики (Росстат).
11. Материалы Министерства промышленности и торговли Российской Федерации; аналитические материалы ЦКТР ТЭК Минэнерго России.
12. Данные Федеральной службы государственной статистики (Росстат); данные Федеральной таможенной службы России.
13. РИА НОВОСТИ: «Путин предупредил о дефиците квалифицированных кадров». URL: https://ria.ru/2019101/1560505569.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews (дата обращения: 25.12.2019 г.).
14. Интернет-ресурс: сайт журнала «Современная электроника» / по материалам панельной дискуссии с отраслевыми экспертами по ключевым положениям Стратегии развития электронной промышленности Российской Федерации на период до 2030 года (7 сентября 2018 года), в том числе: аналитические данные АО «ЦНИИ «Электроника» на основании данных компаний Frost&Sullivan, IC Insights, SEMI, SIA, IDC, Global Market Insights, RolandBergers, Techart Marketing Group, PBK, Исследовательское агентство BCGroup, Grand View Research, The Gartner; данные исследований рынков компаний GfK, IDC, Lighting Business Consulting, Frost&Sullivan, ПБК, Global Market Insights, RolandBergers, Markets&Markets, Grand View Research, The Gartner, IC Insights). URL: https://www.soel.ru/novosti/2018/strategiya_rep_do_2030_goda/?sphrase_id=8689 (дата обращения: 25.12.2019 г.), аналитические материалы ЦКТР ТЭК Минэнерго России.
15. International Energy Agency (IEA, Международное энергетическое агентство). URL: <https://www.iea.org/> (дата обращения: 25.12.2019 г.).
16. Константин Куркин / Газета «Коммерсантъ»: «Энергетика. Нефть. Газ». Приложение №185 от 05.10.2017, стр. 26: «Избавиться от зависимости. Импортозамещение». URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3427348> (дата обращения: 25.12.2019 г.).

П.О. ШАЦКИЙ
P.O. SHATSKY

УДК 697.341

БЕЗАЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОТЕЛЬНАЯ

Павел Олегович ШАЦКИЙ
Первый заместитель
генерального директора
ООО «Газпром энергохолдинг»
e-mail: office@gazenergocom.ru

Pavel Shatsky
First Deputy CEO Gazprom
Energoholding
e-mail: office@gazenergocom.ru

NON-ALTERNATIVE BOILER PLANT



Аннотация. В статье говорится о расхождении показателей виртуальных моделей с реальными жилыми кварталами при переходе на альтернативную котельную и связанных с этим рисках дестабилизации системы теплоснабжения.

Ключевые слова: альтернативная котельная, центральное теплоснабжение, моделирование, расхождение показателей.

Новые веяния создания квазирыночных отношений во всех отраслях экономики дошли до социальных продуктов и услуг, таких как водоснабжение, водоотведение, передача электроэнергии. Первым в этом списке стало теплоснабжение. В настоящее время уже принято решение о внедрении ценообразования на тепловую энергию по методу «альтернативной котельной». Пока этот метод применяется как противовес иным видам регулирования (экономически обоснованных затрат, индексации), хотя первоначально его планировали сделать основным для ценообразования на тепло. Массовое внедрение «альтернативной котельной» сдерживается разнонаправленными результатами, полученными в ходе пробного перехода в ряде регионов. Так, в Новгородской, Ивановской и Архангельской областях тарифы на тепло снизились от 40–60%, а в Кемеровской,

Астраханской, Пензенской областях, в Хакасии, Башкирии и в Чувашская республике они выросли на 50–75%. Столь сильные колебания далеко не всегда оказались оправданными и объяснимыми. В результате было принято решение о применении нового подхода в ценообразовании только как одного из нескольких допустимых.

Более того, для перехода на данный метод необходимо соблюдение обязательного условия – получения согласия четырех сторон на внедрение модели, а именно: единой теплоснабжающей организации (ЕТО), органов местного самоуправления, региональной власти и Правительства России.

Такая непростая модель перехода стала вполне рабочей. В настоящее время на ценообразование по модели «альтернативной котельной» перешли четыре муниципальные образования: города Рубцовск и Барнаул (Алтайский край), поселок Линёво (Новосибирская область) и Ульяновск. Запущена процедура перехода к альтернативному методу еще в целом ряде регионов.

Массовое внедрение «альтернативной котельной» сдерживается разнонаправленными результатами пробных переходов в ряде регионов

В последнее время все чаще стали звучать предложения пересмотреть принцип добровольности применения модели и обязать города, отвечающие определенным критериям (наличие ТЭЦ в системе теплоснабжения и население более 500 тысяч жителей), использовать исключительно новую модель, тем самым, превратив некогда «альтернативную котельную» в ее безальтернативный аналог.

Попробуем разобраться, насколько готов рынок тепловой энергии России к работе в рамках метода «альтернативной котельной», но на безальтернативной основе. Прежде всего, необходимо сопоставить декларацию концепции новой модели и заложенного в ней альтернативного технического решения.

Итак, новая модель представляет собой оценку предельной цены 1 Гкал тепла, по которой любой потребитель, подключенный к системе централизованного теплоснабжения (СЦТ), мог бы получить тепло, если построил бы иной доступный ему источник тепла.

Модель применяется только к планируемой застройке, а не к уже реализованным проектам. Иными словами, она дает оценку не тому, во что обойдется потребителю тепло, если он откажется от СЦТ сейчас, а во что бы оно обходилось, если бы при застройке десятилетия назад был избран алгоритм альтернативного теплоснабжения. Именно с этого момента рассуждений и начинается построение альтернативной реальности существующей системы теплоснабжения:

Abstract. The article talks about the discrepancy indicators of virtual models with real residential neighborhoods switching to an alternative boiler plant and associated risks of the destabilization of the heat supply system.

Keywords: alternative boiler station, central heating, modeling, divergence of indicators.

- больше не имеют значения действующие технические решения, специфика и затраты на обслуживание;
- дальнейшие рассуждения об уровне, экономически обоснованных затратах и технологическом оснащении СЦТ строятся в «дополненной реальности» единообразного алгоритма «альтернативной котельной».

При этом игнорируется тот факт, что в большинстве застроенных городов централизованная система теплоснабжения создавалась не на пустом месте, доступная в ту пору альтернатива заключалась в установке дровяной печи, а не «альтернативной котельной». Более того, подход не учитывает существующие условия строительства альтернативы, в рамках которых необходимо преодолеть препятствия и другие факторы удорожания, не предусмотренные в модельном решении (о чем речь пойдет далее).

Москва, работа ТЭЦ зимой

Источник: doroshin / Depositphotos.com



Если рассмотреть расчет модели альтернативно-теплоснабжения, то будет видно, что техническое решение всегда основано на некоем одном наборе инструментов у производителя. А потребитель всегда представлен одним стандартным жилым районом с «аскетичной» инфраструктурой застройки.

Стандартный район по методу «альтернативной котельной» с нагрузкой порядка 30 Гкал/ч выглядит так:

- На стороне единой теплоснабжающей организации (ЕТО):
- три блочно-модульные котельные (БМК-10) с 4 водогрейными котлами по 2,5 Гкал/ч каждый;
- сети, протяженностью 850 м в двухтрубном исчислении, средним диаметром 185 мм в диапазоне от 133 до 300 мм.

На стороне потребителя:

- 15 многоквартирных жилых домов по 18 этажей каждый с общим количеством жителей 3–4 тысячи человек;
- 6 дошкольных и школьных учреждений и 3 поликлиники;
- все здания оборудованы индивидуальными тепловыми пунктами (ИТП), стоимость установки и обслуживания которых не входит в расчет цены тепла.

Исходя из этого компактного расположения рассчитаны все затраты и показатели тарифа для альтернативной котельной. При этом неудивительно, что они совпадают или близки к значениям фактических тарифов для СЦТ со схожей структурой.

Но, если мы начнем накладывать эту «аскетичную массу» на крупные узлы теплоснабжения с исторически сложившимися особенностями, то ситуация значительно изменится.

Наглядным примером может служить сравнительное описание потребления в одном из районов Москвы со схемой альтернативной котельной (таблица 1).

В приведенном примере количество объектов социальной инфраструктуры, являющихся потребителями тепла, значительно больше, чем будет учтено для единой теплоснабжающей организации в этом районе: 9 против фактических 56-ти единиц.

Музеи, помещения федеральных органов исполнительной власти, здания зоопарка и т. п., которые останутся за бортом расчета, имеют суммарную нагрузку 21,9 Гкал/ч, что вовсе не предусмотрено моделью. Наряду с этим, этажность жилых домов и количество жителей в данном примере также не совпадают: вместо пяти 18-этажных в реальной застройке представлено 7 пятиэтажных и по несколько зданий от трёх до семи этажей.

Искажение структуры реального потребления приводит к необоснованному занижению тарифной базы. Это является одной из претензий к методу «альтернативной котельной»

Структура потребления тепла реального квартала смещена в сторону административных зданий, где по сравнению с жилыми домами меньше используется горячей воды, но идет большая нагрузка на вентиляцию. В результате при сходстве номинальной нагрузки (рассчитанной на температуру наружного воздуха –25 °С) объем потребления в Гкал в реальном квартале гораздо меньше, чем в принятом для расчета «альтернативной котельной». Важно понимать, что коэффициент использования нагрузки потребления, в отличие от коэффициента использования установленной мощности, не зависит от избытка мощности на источнике, а является характеристикой потребителя – в любой системе теплоснабжения, при любой организации поставки тепла, такой потребитель (или, шире – такой квартал) будет использовать максимум нагрузки с меньшей интенсивностью, чем в преимущественно жилом квартале. Другими словами, в министерствах и ведомствах не принимают вечером горячую ванну и не стирают белье. Между тем, в приведенном примере таких учреждений 56 вместо 9-ти по модельному решению.

В целом по модели, при нагрузке 27,6 Гкал/ч потребление тепла составляет 86,3 тысяч Гкал в год, коэффициент использования нагрузки – 35,7%. Между тем, в реальном квартале при суммарной нагрузке 26 Гкал/ч годовой отпуск в 2018 году составил 47,2 тысяч Гкал, то есть почти вдвое меньше,

Если рассмотреть расчет модели альтернативного теплоснабжения, то видно, что техническое решение основано на одном наборе инструментов у производителя. А потребитель представлен стандартным жилым районом

а коэффициент использования нагрузки – 20,7%. В результате, в реальной системе необходим более высокий тариф на единицу тепловой энергии.

Таким образом, искажение структуры реального потребления приводит к необоснованному занижению тарифной базы единой теплоснабжающей организации. Это является одной из претензий к методу «альтернативной котельной». Решением проблемы может стать сохранение добровольного статуса присоединения к этому методу. В этом случае существующий метод «четырёх ключей»

Таблица 1.
Сравнение структуры узла теплоснабжения

(*здесь и далее в таблице указано количество единиц (штук) объектов данной категории)

Наименование объектов	АК 27,6 Гкал/ч 3хБМК-10	Реальность 26 Гкал/ч	
		ТЭЦ-МЭ	
Жилые здания	15 ⁺ по 18 этажей	15	3-х этажный – 1 4-х этажный – 1 5-ти этажных – 7 6-ти этажных – 3 7-ми этажных – 3
Прочие строения и постройки	0	31	Административные здания: – Здания зоопарка – Московский Планетарий – ФОИВ РФ – Бизнес-центр – Музей истории телефона Исторические здания: – Усадьба Небольсиной (XIX в.) (один из корпусов больницы) – Корпуса усадьбы Мещерских-Бутурлиных (XVII–XIX вв.) – Церковь св. Софии и Татианы (XIX в.) – Посольство (особняк А.В. Демидова, 1911 г.) – Корпуса МФЮА им. О.Е. Кутафина – Корпуса Сеченовского университета
Учебные заведения	6	8	– Детский сад
Дошкольные учреждения	1	8	– Корпуса больницы им. Филатова – Поликлиника при больнице им. Филатова
Медицинские учреждения	3		

Таблица 2. Сравнение параметров тепловой сети (то же СЦТ Москвы)

Параметр	АК	Реальность	Влияние
Рабочее давление, бар	6	10	Сходство 60 %
Расход электроэнергии на источнике, тысяч кВт·ч	950	1180	Больше расход электроэнергии на источнике
Длина сетей, в двухтрубном исчислении: с диаметрами			Сходство 50 %
325 мм	360	637	Больше расходы на техническое обслуживание и ремонт
273 мм	300	1065	
219 мм	180	309	
159 мм	210	-	
133 мм и менее	1500	4389	
Тепловые пункты в эксплуатации теплоснабжающей организации, шт.			Сходство 0 % Больше расходы на техническое обслуживание и ремонт, которые в модели на стороне потребителя
ЦТП	-	24	
ИТП	-	9	
	-	15	
Расход электроэнергии на тепловых пунктах, тысяч кВт·ч	-	283,2	Сходство 0 % Больше расход на ресурсы для преобразования, которые в модели на стороне потребителя
Расход воды на приготовление горячей воды, тысяч кубометров в год	-	215	Сходство 0 % Убытки от расхода тепла на циркуляцию в домовых системах ГВС
Нагрузка, подключенная по условиям I категории надежности, Гкал/ч	3	9,1	Сходство 33 % Техническое обслуживание и ремонт дополнительных резервных вводов
Количество персонала для обслуживания объектов теплоснабжения, чел.	-	40	Сходство 0 % Больше расходов, не предусмотренных в модели
Годовые затраты на техническое обслуживание и ремонт сетей, млн рублей в год в ценах 2015 года	1,2	7,6	Сходство 15,6 % Реальные затраты на ремонт и эксплуатацию тепловых сетей (без учета ФОТ) существенно выше

позволяет обеспечить баланс интересов. При этом четырехсторонние согласования становятся неким фильтром, который позволяет сравнить виртуальные и реальные показатели.

Кроме того, данный метод можно доработать, установив несколько решений для модели «альтернативной котельной», которая предусматривает несколько возможных профилей потребителей и выбор наиболее близкого к рассматриваемой системе СЦТ.

Теперь рассмотрим сопоставление технологической, в том числе сетевой инфраструктуры в модели «альтернативной котельной» и в реальном квартале (таблица 2).

- 24 индивидуальных и центральных тепловых пункта, отсутствующих как элемент в расчете стоимости альтернативной модели;
 - 283,2 тысяч кВт·ч в год на тепловых пунктах;
 - покупка 215 тысяч кубометров холодной воды для приготовления горячей воды;
 - 40 человек, фактически обслуживающих вышеуказанное хозяйство, от труда которых невозможно отказаться;
 - 6,4 млн рублей в год, необходимых на техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.
- Существенное превышение расходов на эксплуатацию и ремонт во многом связано с более



ТЭЦ в городском промышленном районе

Источник: blackswift / Depositphotos.com

С точки зрения сравнения реальной и модельной (по «альтернативной котельной») технологической инфраструктуры за бортом учета эксплуатационных и капитальных затрат остались:

- расход электроэнергии на сетевых насосах источника для обеспечения рабочего давления на 4 бар выше;
- 277 м сетей диаметром 325 мм;
- 765 м сетей диаметром 273 мм;
- 129 м сетей диаметром 219 мм;
- 2889 м сетей диаметром 133 мм и меньше, включая трубопроводы на 43 неучтенных объекта социальной и культурной инфраструктуры;

дорогими работами в стесненных городских условиях, а именно:

- в указанных кварталах встречается 8 объектов, являющихся культурным наследием и обладающих архитектурной ценностью;
- на территории кварталов расположены 9 детских площадок, которые необходимо обходить при прокладке теплотрассы с соблюдением требований безопасности;
- тепловая нагрузка потребителей I категории надежности, требующая двойного ввода от независимых схем теплоснабжения втрое больше предусмотренной в модели;

– при строительстве новых котельных и сетей в указанных кварталах возникнет необходимость в 39 местах пересекать уже существующее дорожное покрытие, в 51 месте пересекать инженерные коммуникации – кабельные линии, водопровод, газопровод, канализацию, телефонные линии.

В результате, интегральное сходство сравниваемых кварталов по показателю расходов составляет всего лишь 15,6%.

В крупных городах расхождение неучтенных в модели «альтернативной котельной» социальных объектов будет так высоко, что станет оказывать драматическое влияние на достоверность тарифа

Отдельно следует отметить такие элементы тепловой сети, которые не вошли в рассмотрение квартала, но которые являются неотъемлемой частью системы транспорта тепловой энергии от ТЭЦ до жилых кварталов – магистральные трубопроводы диаметром от 300 до 1400 мм. В целом по Москве, например, таких магистралей проложено 2100 км в двухтрубном исчислении. На их эксплуатацию требуется до 6 млрд рублей в год, которым тоже нет места в рассматриваемой модели.

Нельзя обойти вниманием и метрополитен. Линии и станции метро неглубокого залегания накладывают существенные ограничения на прокладку

и обслуживание тепловых сетей, и, следовательно, ведут к их удорожанию. Однако все это не учтено в новом методе «альтернативной котельной».

Подобная картина будет наблюдаться в подавляющем количестве узлов теплоснабжения с централизованной системой теплоснабжения. При этом, в крупных областных центрах и городах федерального значения, расхождение по количеству неучтенных в модели «альтернативной котельной» объектов социальной инфраструктуры,

учреждений, ведомственных зданий, больниц, метро и так далее – будет настолько высоким, что станет оказывать драматическое влияние на достоверность тарифа единой теплоснабжающей организации. В результате такого перехода параллельно будут существовать две

вселенные: реальная технологическая система СЦТ с оправданным многообразием элементов и экономически обоснованными затратами на ее поддержание; и виртуальная система по методу «альтернативной котельной», имеющая весьма отдаленное отношение как к отображению структуры потребления, так и к структуре фондов ЕТО.

Такое «регулирование» очень быстро приведет к потере многолетней достоверной базы расчетного тарифа на один из самых социально значимых продуктов – тепловую энергию. В ситуации, когда тариф по новому методу выше фактического, это регулируется переходным периодом и инвестици-



ТЭЦ № 22 Мосэнерго и Николо-Угрешский монастырь, Москва

Источник: Goodfon.ru



Панорамный вид города Москвы

Источник: mikolajn / Depositphotos.com

онными обязательствами единой теплоснабжающей организации. Но в обратных условиях, т. е. при недостаточности нового тарифа, ЕТО рискует утратить любую возможность для обоснования и легитимного отстаивания (в том числе в судах) дефицита тарифного источника. Старая тарифная база с расчетом реальных технологических затрат станет неактуальной, а виртуальные затраты по «альтернативной котельной» будут показывать достаточность ресурсов – без малейших шансов сблизить эти показатели.

Наш пример показывает, что представленные искажения в модели окончательно отрывают от реальности ситуацию с экономической обоснованностью тарифов. При этом, путь реальной трансформации существующей СЦТ в систему теплоснабжения по методу «альтернативной котельной» в подавляющем большинстве случаев невозможен при наличии комбинированной выработки.

Даже если найти инвестора, который предложит проект по замещению действующей системы центрального теплоснабжения сетью малых котельных по 10 Гкал/ч (по методу «альтернативной котельной»), положительный эффект не будет достигнут в большинстве случаев. Такому инвестору для обеспечения сети

малых котельных газом, электроэнергией и водой потребовалось бы расширение пропускной способности существующих инженерных сетей с соответствующими дополнительными капитальными затратами и ростом тарифов на газ, электроэнергию и воду для всех конечных потребителей, включая новые котельные.

Отсутствие в расчетной модели расходов на тепловом пункте оставляет вне поля зрения инвестора поиск средств на установку индивидуальных тепловых пунктов (для подмосковного города с численностью 200 тысяч жителей 90 центральных пунктов обойдутся в 12,5 млрд рублей), а потребителям сверх тарифа на тепло необходимо будет нести расходы на переустройство (порядка 600 млн рублей для того же подмосковного города).

Указанные расходы на масштабную перестройку инженерной инфраструктуры не учитываются в расчетной модели и могут существенно увеличивать стоимость тепла при реализации проекта. Существующая модель «альтернативной котельной» исходит из утверждения, что жилой квартал уже является частью общегородского плана за-

стройки, поэтому элементы общегородской инфраструктуры находятся в пределах досягаемости без специальных усилий и затрат. Например, выдача

Даже если найти инвестора, который предложит проект по замещению действующей системы центрального теплоснабжения сетью малых котельных, положительный эффект не будет достигнут

Дымоходы здания котельной

Источник:
Trapezondal / Depositphotos.com

технических условий на присоединение к газопроводу предусмотрена планом развития города. Так, по отчету Lameyer International RUS, точка врезки в газопровод высокого давления находится в 1 км от планируемой «альтернативной котельной». Расчетная мощность комплектной трансформаторной подстанции (КТП) изначально предусматривает подключение котельной. Ближайшая КТП находится в 300 метрах от планируемой котельной. Вода на заполнение и восполнение протечек системы горячего водоснабжения и отопления – питьевая из городского водопровода». Очевидно, что в действительности это не так. Например, если переход

на альтернативную котельную произойдет в одном из центральных районов Москвы недалеко от Московского зоопарка, Московского планетария, высотки на площади Восстания и гостиницы «Пекин», то тут же рядом с ними будут построены 10–15 котельных, каждую из которых будут венчать дымовые трубы, а улицы будут перекопаны для прокладки кабельных трасс, газопроводов и водопроводов, новых распределительных тепловых сетей и газораспределительных пунктов.

Существуют проблемы, которые не решены в рамках концепции «альтернативной котельной». Ниже представлены две из них.

Рис. 1.
Иллюстрация проблемы с разбросом цены на землю

Территория	Цена участка
А	177 тыс. руб./ кв. м
В	14 тыс. руб./ кв. м

Средневзвешенная цена –
78 тыс. руб./ кв. м

Земельный участок



1. Разброс в цене земли

Стоимость земли по средневзвешенному значению по всему городу искажает предельную цену тепла от «альтернативной котельной» тем больше, чем дальше реальный участок расположен от среднего (рис. 1). В центре мегаполиса предельная цена на тепло занижена, что может при определенных условиях создать дефицит для инвестиций, так как наряду с высокой стоимостью земли работы по строительству сетей в таких районах тоже объективно дороже. И наоборот, на окраине, где земля дешевле, предельная цена тепла будет завышена, что создаст при прочих равных условиях повод для отказа потребителей от централизованной системы теплоснабжения.

При этом, сокращение потребителей СЦТ создает предпосылки для объективного роста удельных затрат для оставшихся потребителей, что запускает спираль экономической дестабилизации системы централизованного теплоснабжения в целом.

2. Приведение схемных решений к единому жизненному циклу

В предложенной модели для угля и для газа приняты принципиально разные проектные решения в качестве альтернативы. Для угля принята стационарная котельная, а для газа – блочно-модульная. Жизненный цикл стационарных котельных как минимум втрое длиннее, чем блочно-модульных, то есть в течение срока службы стационарной котельной в блочно-модульную котельную придется два раза reinvestировать первоначальную стоимость.

В ценах базового года, для которого рассчитана модель (2015 год) это означает, что один общий

период рассматриваемых схем в 60 лет сумма инвестиций в газовую котельную составит 160 млн рублей, что на 37 млн рублей больше, чем стоимость угольной котельной.

Необходимо в модели предусмотреть способы приведения капитальных затрат всех схемных решений к единому жизненному циклу.

Без учета этих и других недостатков инвестор окажется обманутым в своих ожиданиях в силу того, что и инвестиции, и расходы на ресурсы для работы котельных, окажутся выше заложенных в расчет предельной цены «альтернативной котельной».

Предлагаемая модель взаимоотношений носит довольно умозрительный характер и имеет множество расхождений с реально эксплуатируемыми системами теплоснабжения. Целесообразно тем, кто видит в новом методе возможности развития, опробовать новую модель взаимоотношений и показать результаты, которые будут выражаться:

- в привлеченных инвестициях с приемлемым уровнем эффективности;
- в удовлетворенности потребителей;
- в росте надежности и бесперебойности теплоснабжения.

Положительные итоги «пилотов» не заставят долго ждать желающих перейти на новую модель. Однако следует избегать навязывания одного подхода для всех. Должна существовать возможность выбора между моделью «альтернативной котельной» и другими способами регулирования, чтобы не превращать «альтернативную котельную» в «безальтернативную котельную».

ТЭЦ Москвы

Источник:
kura0512748@gmail.com / Depositphotos.com

Б.Г. САНЕЕВ, С.П. ПОПОВ, Д.В. МАКСАКОВА
B.G. SANEEV, S.P. POPOV, D.V. MAKSAKOVA

* Работа выполнена по гранту РФФИ "18-510-94006 МОКНМ_а"

УДК 338.24:620.92 (517.3)

ГАЗИФИКАЦИЯ МОНГОЛИИ: ВОЗМОЖНОСТИ МНОГОСТОРОННЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА

Борис Григорьевич САНЕЕВ
д. т. н., профессор, ИСЭМ СО РАН
e-mail: saneev@isem.irk.ru

Boris SANEEV
D.E. Sc., MESI SB RAS
e-mail: saneev@isem.irk.ru



Сергей Петрович ПОПОВ
с. н. с., ИСЭМ СО РАН
e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Sergei POPOV
Ph. D.E. Sc., MESI SB RAS
e-mail: popovsp@isem.irk.ru



GASIFICATION OF MONGOLIA: OPPORTUNITIES FOR THE MULTILATERAL COOPERATION

**Дарья Владимировна
МАКСАКОВА**
Инженер, ИСЭМ СО РАН
e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Darya MAKSAKOVA
engineer, MESI SB RAS
e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу перспектив международного сотрудничества в целях создания системы газоснабжения Монголии. В настоящее время уголь и импортируемые нефтепродукты являются основой топливно-энергетического баланса этой страны. Сжигание угля и выбросы автотранспорта вызывают чрезмерное загрязнение атмосферы населённых пунктов, в первую очередь в г. Улан-Батор. Для решения проблем электроснабжения Монголии предлагается использовать новый для страны вид первичного энергоносителя – природный газ. Варианты газификации страны анализируются на основе использования модели развития систем газоснабжения в регионе Северо-Восточной Азии.

Ключевые слова: энергетический комплекс, прогнозирование, природный газ, модель, международная газотранспортная система, энергетическое сотрудничество, Монголия, Северо-Восточная Азия.

Введение

Монголия богата энергоресурсами: углем, нефтью, солнечной и ветровой энергией. В 2017 году доля угля в общем объеме потребления первичной энергии страны составила 69%, а его добыча в 2019 году достигла 50,8 млн т.

Основу систем энергоснабжения крупных городов страны составляют угольные генераторы тепловой и электрической энергии – ТЭЦ. При этом около четверти городского населения живет в традиционных монгольских юртах, которые оборудованы чрезвычайно неэкологичными печами на твёрдом топливе. Высокий уровень загрязнения воздуха остро ставит вопрос о переходе систем энергоснабжения Улан-Батора с твёрдого топлива на газ, а транспорта – на газомоторное топливо и электропривод. Кроме того, значимыми потребителями природного газа в Монголии могут стать мобильное жильё скотоводов, магистральный железнодорожный и автомобильный транспорт.

Монголия обладает ограниченными ресурсами природного газа, как обычного, так и нетрадиционного. Трудноизвлекаемые запасы газа имеются на юго-востоке (Восточно-Гобийский бассейн) и в восточной части страны (в бассейне реки Тамцаг). Производство синтетического

Четверть
городского
населения
Монголии живет
в традиционных
юртах,
оборудованных
неэкологичными
печами
на твёрдом
топливе

метана из угля широко распространено в Китае, в том числе в автономном районе Внутренняя Монголия (АРВМ). Недостатками этой технологии, так же как и производства «сланцевого» газа, для условий юга Монголии является потребность в воде, и высокая цена конечного продукта – СПГ, которая достигает 26 долларов за млн БТЕ.

В настоящее время электроэнергетическая система страны представлена тремя изолированными системами, поскольку в 2018 году Центральный и Южный энергоузлы были соединены ЛЭП-110 кВ. В стране отсутствуют конденсационные станции, тепловая генерация представлена угольными ТЭЦ (985 МВт) и дизельными электростанциями (58 МВт); мощность гидроэлектростанций составляет менее 30 МВт, ветровых – 150 МВт. Несмотря на наличие межгосударственных связей с Россией и Китаем, в Центральном энергоузле существует потребность в обеспечении пиковой части графика нагрузки [1,2]. Энергетическая стратегия Монголии рассматривает возобновляемые источники энергии (в первую очередь солнечную и ветровую энергию, а также гидроэнергетику в северных аймаках) в качестве основных источников обеспечения энергоснабжения страны¹. Использование природного газа

¹ Mongolia's initial biennial update report. URL: https://unfccc.int/files/national_reports/non-annex_i_parties/biennial_update_reports/application/pdf/mongolia_bur1_resubmission_and_annexir.pdf с. 45–46

Abstract. The article is devoted to the analysis of prospects for international cooperation in the gas supply system for Mongolia. Currently, coal and imported petroleum products are the basis of the fuel and energy balance of this country. Coal burning and motor vehicle emissions cause excessive atmospheric pollution of settlements, primarily in the city of Ulan-Bator. The new type of energy, such as natural gas, can help to resolve the problem. The gasification options of the country are analyzed based on the use of a model for the development of gas supply systems in the region of North East Asia.

Keywords: energy complex, forecasting, natural gas, model, international gas transmission system, energy cooperation, Mongolia, Northeast Asia.

может помочь решить проблему прерывистости, которая характерна для возобновляемой энергетики, а также обеспечить устойчивость работы электроэнергетической системы в условиях преобладания в её составе угольных ТЭЦ и крупных блоков на угольных ТЭС.

Целью исследования является количественная оценка эффективности вариантов газификации Монголии в условиях конкурентного газового рынка Северо-Восточной Азии.



Юрта, Монголия

Источник: kamchatka / Depositphotos.com

Краткий обзор истории обсуждения проблемы

Возможности использования ресурсов природного газа Сибирской платформы начали широко обсуждаться в последнем десятилетии прошлого века. Предполагались следующие направления монетизации этих уникальных ресурсов – для развития газохимии, газификации Байкальского региона, а также организация поставок трубопроводного газа в Китай и другие страны региона Северо-Восточной Азии [3, с. 266–269]. Наличие маршрутов, которые могли проходить по территории Монголии, позволило поставить вопрос о газификации этой страны.

По заданию государственных органов ИСЭМ СО РАН в 1998 году выполнил научное исследование «Концепция создания единой системы добычи и транспортировки нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с выходом на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона». Согласно сделанным в данной работе выводам, экспортный магистральный газопровод «Иркутск – Улан-Батор – Пекин» должен был стать частью создаваемой на востоке России единой газотранспортной системы. В 2000 году компания «РУСИА-Петролеум», которой на тот момент принадлежала лицензия на гигантское газовое месторождение «Ковыктинское», завершала подготовку ТЭО этого проекта².

Маршрут газопровода «Иркутск – Улан-Батор – Пекин» рассматривался как часть газотранспортной

инфраструктуры в регионе Северо-Восточной Азии (СВА)^{3,4,5,6,7}, неоднократно сравнивался с другими альтернативами⁸ [6, с. 63–69; 7, с. 119–123]. Технико-экономические показатели проекта были представлены как на международных конференциях⁹, так и в монографии ИСЭМ СО РАН [4, с. 115]. Монгольскими специалистами была обоснована перспективная потребность Монголии в природном газе; выполнен анализ политических, институциональных и инфраструктурных требований к реализации такого рода проекта¹⁰. В публикациях ИСЭМ СО РАН совместно с монгольскими исследователями

³ A Long-Term Vision of Natural Gas Infrastructure in Northeast Asia. Northeast Asian Gas and Pipeline Forum. URL: <http://www.nagpf.info/research/1research.htm> (документ 24.05. 2019 года)

⁴ Saneev B.G., Platonov L.A., Sokolov A.D., Popov S.P., Kler A.M., Kononov Yu.D. Role of Russian natural gas in formation of the gas pipeline network in Northeast Asia countries. The United Nations Symposium on natural Gas Transport and Utilization in Northeast Asia. Beijing, China, 4–6 December 2000. Pp. 73–96.

⁵ Zhuchenko I.A. Feasibility studies to supply Russian natural gas from FSU to Eastern regions of China. The 4th International Conference on Northeast Asian Natural Gas Pipeline 16–18 August, 1998. Ulanbaatar, Mongolia

⁶ Краснов О.С., Сурков В.С., Робинсон Б.В., Старосельцев В.С. Перспективный анализ и прогноз развития газопроводных систем Северо-Восточной Азии. Шестая международная конференция NAGPF «Газопроводы в Северо-Восточной Азии: многостороннее сотрудничество». Иркутск, Россия. 17–19 сентября 2000 года.

⁷ Резуненко В.И. Оптимизация формирования систем газопроводов Северо-Восточной Азии. Шестая международная конференция NAGPF «Газопроводы в Северо-Восточной Азии: многостороннее сотрудничество». Иркутск, Россия. 17–19 сентября 2000 года.

⁸ Teng Teng, Wei Yanshen. A Study on the Scheme for Utilisation of Natural Gas in Sakhalin and East Siberia by Northeast Asian Countries. The United Nations Symposium on natural Gas Transport and Utilization in Northeast Asia. Beijing, China, 4–6 December 2000. Pp. 145–159.

⁹ Дмитриевский А.Н. Евразийский газовый рынок: новые проекты России Шестая международная конференция NAGPF «Газопроводы в Северо-Восточной Азии: многостороннее сотрудничество». Иркутск, Россия. 17–19 сентября 2000 года.

¹⁰ A Country Report of Mongolia for Northeast Asian Natural Gas Pipeline Study M. Saandar, J. Dorjpurev, B. Erdene. The United Nations Symposium on natural Gas Transport and Utilization in Northeast Asia. Beijing, China, 4–6 December 2000. Pp. 97–122.

² Казаков В.А., Зиганшин Э.С., Селиков Ф.Т., Худяков А.Е. Проблемы освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения и транспорта газа на рынке стран Восточно-Азиатского региона. Шестая международная конференция NAGPF «Газопроводы в Северо-Восточной Азии: многостороннее сотрудничество». Иркутск, Россия. 17–19 сентября 2000 года.

последовательно подчеркивалось стратегическое значение поставок российского газа в Монголию [5]. В 2018–2019 годах вопрос о строительстве транзитного газопровода «Россия – Монголия – Китай» обсуждался на саммитах ШОС^{11,12,13}, а также на Восточном экономическом форуме в 2019 году¹⁴. В сентябре 2019 года президент России дал поручение компании «Газпром» изучить возможность использования ресурсов Иркутской области, Красноярского края, а также полуострова Ямал, для поставок в Китай через Монголию¹⁵.

Оценка перспективного спроса на газ

При формировании сценария замещения природным газом части конечного энергопотребления Монголии и развития маневренных мощностей энергосистемы страны на основе газа были учтены следующие факторы:

- в предстоящие десятилетия в Китае будет возрастать доля природного газа в потреблении первичных энергоресурсов;
- вследствие освоения нефтегазоносных провинций в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России, а также газовых месторождений в арктических регионах России будут возрастать возможности для конкурентоспособных поставок природного газа из России в регион Северо-Восточной Азии, включая Китай;

¹¹ Встреча с Председателем КНР Си Цзиньпином и Президентом Монголии Халтмагайин Баттулгай. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/57713>

¹² Встреча с Президентом Монголии Халтмагайин Баттулгай. URL: <http://kremlin.ru/catalog/countries/MN/events/57711>

¹³ Встреча с Председателем КНР Си Цзиньпином и Президентом Монголии Халтмагайин Баттулгай. URL: <http://kremlin.ru/catalog/countries/MN/events/60753>

¹⁴ Пленарное заседание Восточного экономического форума 5 сентября 2019 г. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/61451>

¹⁵ Встреча с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером 9 сентября 2019 г. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/61486>

- в столице Монголии Улан-Баторе сложилась чрезвычайная экологическая ситуация;
- железные дороги Монголии не электрифицированы.

На основе разработанной в ИСЭМ СО РАН методологии прогнозирования энергопотребления в 2018 году были подготовлены референтные сценарии энергопотребления для стран Восточной Азии на период до 2050 года. Для Монголии, кроме того, был предложен сценарий газификации страны. В рамках такого сценария часть перспективной потребности в энергетических услугах в секторах конечного энергопотребления, а также часть объектов электрической и тепловой генерации переводятся на использование природного газа, в том числе с использованием технологий СПГ. В таблице 1 дана оценка масштабов газификации на основе создания автономных систем газоснабжения по всей территории Монголии на период до 2050 года.

В сентябре 2019 года президент России дал поручение «Газпрому» изучить возможность поставок газа Иркутской области, Красноярского края и Ямала в Китай через Монголию

В случае реализации этого сценария за период до 2050 года будет потреблено на 143 млн тонн угля и на 42 млн нефтепродуктов меньше, что приведёт к снижению эмиссии парниковых газов более чем на 0,7 млрд тонн в эквиваленте CO₂. Исходя из рассматриваемых предположений, максимальную потребность в газе Монголии к 2025–2030 годам можно оценить на уровне в 3 млрд кубометров. Минимальный уровень, обеспечивающий существенное улучшение

качества воздуха и стабилизацию работы энергосистемы страны, оценивается в 0,7–1 млрд кубометров. При оценке темпов газификации транспорта учитывается завершение строительства к 2023 году на юго-востоке Монголии НПЗ, который будет обеспечивать основную часть потребности страны в топливе. По другим оценкам, выполненным еще в 2008 году, потенциальный объем потребления газа Монголией составит около 2 млрд кубометров [8].

Таблица 1. Оценка масштабов газификации для различных категорий энергопотребителей Монголии (максимальный сценарий)

Категория энергопотребителей	Доля газа в потреблении конечных энергоресурсов, %			Потребность, млрд м ³		
	2025 г.	2035 г.	2050 г.	2025 г.	2035 г.	2050 г.
Всего потребление газа	12	14	17	2,2	3,8	5,7
Здания	15	25	30	0,3	0,5	0,7
Промышленность	20	30	35	0,9	1,5	2
Транспорт				0,3	0,7	1,1
в т. ч. автомобильный	15	25	30	0,2	0,4	0,7
железнодорожный	30	70	95	0,1	0,3	0,4
Производство тепловой и электрической энергии	8	6	7	1	1,2	1,8

Низкая средняя плотность населения Монголии и наличие многочисленных изолированных и мобильных потребителей приводят к необходимости её газификации на основе создания автономных газоснабжающих систем на основе технологий СПГ. На уровне аймаков распределительные СПГ-системы будут обеспечивать коммунально-бытовых и промышленных потребителей в населённых пунктах, а также потребности транспорта и мелких мобильных бытовых потребителей – скотоводов. Таким образом, даже в случае газификации страны на основе строительства ответвлений в Улан-Батор от транзитных газопроводов «Россия – Китай», в Монголии потребуются создание развитой инфраструктуры СПГ.

Оценка сравнительной эффективности вариантов газификации Монголии осуществлялась

тическим агентством, Управлением энергетической информации Министерства энергетики США (EIA), институтом энергетических исследований РАН, Институтом экономики энергетики Японии, Азиатско-Тихоокеанским центром энергетических исследований (APERC). Референтные сценарии энергопотребления стран Восточной Азии включали оценку потребности в природном газе для Китая по его четырём макроэкономическим регионам. Наряду с Прибрежным, особое внимание было уделено Центральному региону (в который входят провинции Хэнань, Шаньси, Хубэй, Аньхой, Хунань и Цзянси), поскольку наряду с северным регионом и районом Пекина, он является одним из наиболее перспективных потребителей трубопроводного газа из России. Предполагается, что к 2025 году потребление газа в этом регионе может возрасти

Печное отопление в юрте



Источник: katiekk / Depositphotos.com

с использованием модели развития газоснабжения стран в регионе Северо-Восточной Азии GEAR. В этой модели для Японии и стран Корейского полуострова предполагается два центра газопотребления, а для Китая выделено несколько условных центров газопотребления и узлов его развивающейся газотранспортной системы. Такой подход позволяет оценивать зоны конкуренции между импортными потоками трубопроводного газа из континентальных районов Евразии и регазифицированного импортного СПГ из прибрежных провинций Китая.

Для оценки перспективной потребности газа стран Восточной Азии за основу были взяты прогнозы мирового и регионального энергопотребления, выполненные в 2019 году Международным энерге-

с 32 млрд кубометров в 2017 году до 50–60 млрд кубометров к 2025 году, и 70–100 млрд кубометров – к 2035 году.

Китай, граничащий как с Россией, так и Монголией, является источником высоких темпов роста не только регионального рынка Северо-Восточной Азии, но и всей мировой газовой отрасли. Несмотря на наличие крупнейших ресурсов так называемого «нетрадиционного газа», растущий спрос на газ потребует значительного увеличения его импорта в регион. Поставки в Китай сетевого газа из Восточной и Западной Сибири, в том числе и по транзитным маршрутам через территорию Монголии, могут рассматриваться как одни из наиболее надёжных и долговременных источников удовлетворения этого спроса, наряду с морским импортом СПГ.

Варианты обеспечения потребности Монголии в газе

Монголия граничит только с Россией и Китаем, и не имеет выходов к морю. Любые варианты газификации этой страны на основе импорта географически ограничены по направлениям, а технологически – возможными сегментами вновь создаваемой международной газотранспортной системы, которые представлены технологиями сетевого и сжиженного газа.

Вследствие иммобильности трубопроводной инфраструктуры, ее высокой стоимости и длительных сроках окупаемости, возникает необходимость рассмотреть альтернативные варианты поставок газа в Монголию, например, СПГ. В настоящее время почти 20% мощностей по производству СПГ Китая расположены в границах с Монголией автономным районом Внутренняя Монголия. Китай уже в 2018 году начал поставки сжиженного газа в Монголию. Несмотря на относительно низкие объёмы, этот факт символизирует рождение газовой инфраструктуры Монголии.

При выборе базовой инфраструктуры для импорта газа в Монголию следует учитывать возрастающую конкуренцию на национальных и региональных рынках газа. Она является следствием не только развития технологий производства метана (в том числе из трудноизвлекаемых ресурсов и конверсии других природных энергоресурсов), транспорта и хранения СПГ, но также трансформации механизмов ценообразования на региональных и глобальных рынках. Поскольку процесс повышения конкуренции при формировании цен у потребителей на рынках Северо-Восточной Азии идет высокими темпами, то его, безусловно, следует учитывать при рассмотрении вариантов поставок газа в Монголию [9].

Важны и политические аспекты строительства газотранспортной инфраструктуры. Россия, Китай и расположенная между ними Монголия будут энергетически взаимосвязаны. Монголия зависит от транзита угля через Китай и Россию, а Китай и Россия будут зависеть от транзита газа через Монголию. Это может способствовать снижению уровня транзитных рисков.

Инструментарий для оценки сравнительной эффективности вариантов развития газотранспортной инфраструктуры в регионе Северо-Восточной Азии

Как правило, для исследования процессов торговли энергоресурсами используются методы экономико-математического моделирования и оптимизации развития технических систем производ-

Монгольские дети собирают в мешок кизяк



Источник: Trip.me

Низкая плотность населения Монголии и наличие многочисленных мобильных потребителей вынуждают использовать автономные системы СПГ даже при строительстве отвода от газопроводов из РФ в Китай

ства и транспорта энергоносителей. В настоящее время имеется несколько известных моделей мирового рынка газа: модель Института экономики энергетики Университета Кёльна, модель Университета Райса (институт Бейкера), модель EIA, модель компании NEXANT, модель ИНЭИ РАН. Для России в ИСЭМ СО РАН разработана модель Единой системы газоснабжения [4, с. 131–144].

Достаточно полный обзор моделей газовых рынков выполнен в работах [16]. Поскольку эти модели не являются общественным достоянием (хотя документация по ним находится в свободном доступе), то возможности их практического использования для целей настоящего исследования существенно ограничены. В связи с этим была разработана собственная производственно-транспортная сетевая

¹⁶ Горячев А.А. Мировые газовые модели // Проблемы прогнозирования. – 2015. – № 4(151). – С. 17–29. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25411780> (docmyn 24.05. 2019)

¹⁷ Welsby D. Modelling natural gas resource uncertainties and regional gas markets: a review of current models and an introduction to a new field-level gas production and trade model. UKERC Working Paper. 105 p. URL: <http://www.ukerc.ac.uk/asset/88932929-B0B2-42BF-84AD9BA5C7903799/> (docmyn 24.05. 2019)

оптимизационная модель GEAR (Gas infrastructure in Eastern Asia Region). В этой модели описаны два сегмента газотранспортной инфраструктуры: сжатый, или сетевой газ, и сжиженный – СПГ. Представлены следующие объекты и связывающие их логистические маршруты (рисунок 1):

- семь условных центров потребления – i) Пекин, ii) Харбин, iii) Ухань, iv) Гонконг (все – в Китае), v) Сеул (Корейский п-ов), vi) Токио (Япония), vii) Улан-Батор (Монголия);
- девять узлов добычи и экспорта сетевого газа на территории России и стран Азии: 1) Ковыктинский, 2) Чаяндинский, 3) Красноярский центр газодобычи в Эвенкии, 4) Западно-Сибирский центр газодобычи, включающий месторождения на п-ве Ямал и в Обской губе, 5) шельф о. Сахалин, 6) восточная Туркмения, 7) Бирма (в т. ч. регазификационный терминал СПГ), 8) Персидский залив (совместно Катар и Иран), 9) АРВМ (в том числе производство СПГ);
- пять логистических хабов – А) Чжунвэй (на маршруте магистрального газопровода Запад-Восток в Китае, Нинься-Хуэйский автономный район), Б) Хабаровск (на слиянии потоков газа по трубопроводам с Сибирской платформы и от месторождений шельфа о-ва Сахалин),

В) Иркутск (на слиянии потоков газа с центров добычи на Сибирской платформе), Г) Новокузнецк (центр потребления на юге Западной Сибири, конечный пункт потоков газа с месторождений северных районов Тюменской области и Ямала), Д) камчатский хаб для перевалки СПГ, произведённого в арктических регионах России;

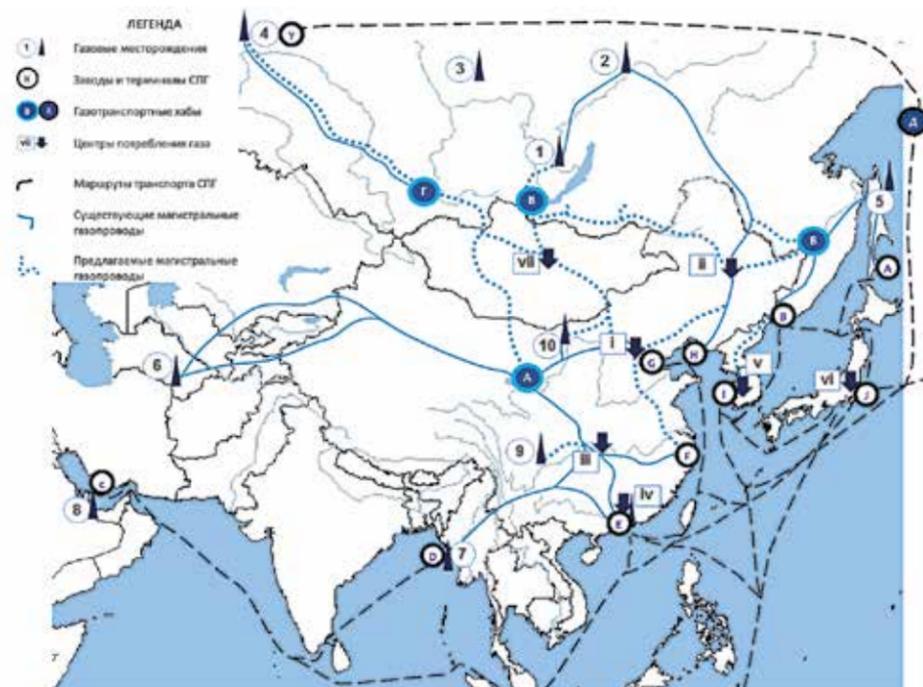
- восемнадцать условных центров производства СПГ для морского транспорта и терминалов регазификации – А) Южный Сахалин, В) Владивосток, С) Катар/Иран, Д) Бирма, Е) Дапенг, Ф) Путянь, Г) Тяньжень, Н) Далянь, I) Инчон, J) Кавасаки, К) Китимат, L) Порт-Артур (Техас), М) Папуа Новая Гвинея, N) восточное побережье Австралии (Гладстон), О) западное побережье Австралии (северо-западный шельф), Р) восточная Африка (шельф Мозамбика), Q) западная Африка (Нигерия), Y) Ямал.

Масштабы потребления газа для всех рассматриваемых в модели центров потребления в странах Северо-Восточной Азии, за исключением Монголии, рассчитаны как превышение прогнозной потребности над собственным производством, то есть как прогнозный объём импорта. Потребность возможного потребления

природного газа для Монголии, на основе реалистичной оценки газа для 2025–2030 годов, принята в объёме 1,5 млрд кубометров.

Вариант двустороннего сотрудничества России и Монголии без привлечения Китая опирается лишь на возможность поставок сжиженного газа. Он был признан малоэффективным

Рис. 1. Основные объекты газотранспортной инфраструктуры в Северо-Восточной Азии



Варианты международного сотрудничества в целях газификации Монголии

Методически подход к количественному анализу эффективности кооперации основан на применении оценки снижения общей стоимости развития газотранспортной системы в Северо-Восточной Азии. В данном случае эффект представляет собой снижение суммарных затрат на развитие газотранспортной системы, при котором каждый из участников трёхстороннего сотрудничества – Россия, Монголия и Китай – имеет максимально возможный экономический эффект при удовлетворении своих потребностей в газе. При этом предполагается, что все остальные акторы на рынке газа в регионе – Япония, оба корейских государства, а также экспортёры газа, не участвуют в сотрудничестве России, Китая и Монголии, целью которого является газификация Монголии.

При рассмотрении вариантов данного трёхстороннего сотрудничества сделано предположение о виде критериев его эффективности. Это предположение основано на интересах каждой из стран-участниц. Интересы Монголии, очевидно, состоят в минимизации затрат на создание собственной системы газоснабжения и низкой стоимости обеспечения своих потребителей природным газом; интересы Китая, по-видимому, заключаются в минимизации стоимости импорта газа, и при возможности – в создании своего экспортного рынка

газа в Монголии; для России же интерес связан с максимизацией рентного дохода от экспорта газа в страны Северо-Восточной Азии.

Количественные оценки эффективности рассчитываются на базе рентных доходов от экспорта и стоимостных оценок импорта газа на основе уровней двойственных («теневых») цен, полученных в результате решения оптимизационной модели GEAR для соответствующего варианта развития газотранспортной инфраструктуры в регионе.

Рассматривались следующие варианты обеспечения газом перспективных потребителей в Монголии, основанные на создании центров автономного газоснабжения и комбинации традиционной трубопроводной системы газораспределения с технологиями СПГ:

- производство газа в виде СПГ на основе собственных ресурсов и импортных технологий (трудноизвлекаемых запасов газа и/или метана угольных пластов, углекислоты);
- импорт СПГ из Китая железнодорожным транспортом;
- импорт газа из Китая по трубопроводу;
- импорт СПГ из России железнодорожным транспортом;
- отвод от магистрального газопровода «Иркутск – Улан-Батор – Пекин»;
- отвод к Улан-Батору от магистрального газопровода, соединяющего Западно-Сибирский центр газодобычи в России с системой газопроводов «Запад – Восток» в Китае.

Коалиции акторов	Описание сути коалиции акторов
{P} {M} {K} Status Quo	Монголия обеспечивает свои потребности в газе за счёт собственных ресурсов. Не существует возможностей для поставок газа: <ul style="list-style-type: none"> • из России в Монголию, • из Китая в Монголию, • из России в Китай, кроме МГП «Сила Сибири» и СПГ морским путём.
{PM}	Из России в Монголию возможны поставки СПГ. Нет поставок газа из Китая в Монголию. Нет поставок газа из России в Китай, кроме МГП «Сила Сибири» и СПГ морским путём.
{KM}	Нет поставок газа из России в Монголию; нет поставок газа в Китай, кроме МГП «Сила Сибири» и СПГ морским путём. Возможны поставки из Китая в Монголию (СПГ, или трубопровод из Баотоу).
{PMK}	Из России в Монголию возможны поставки СПГ. Возможны поставки из Китая в Монголию (СПГ, или трубопровод из Баотоу). Возможно увеличение мощности МГП «Сила Сибири» до 75 млрд м ³ для увеличения поставок из России в Китай. Возможно строительство МПГ «Иркутск – Улан-Батор – Пекин» через территорию Монголии. Возможно строительство МПГ «Россия – Китай», который проходит с юга Западной Сибири через Туву, западные и юго-западные аймаки Монголии.

Таблица 2. Варианты сотрудничества России, Монголии и Китая для создания газоснабжающей системы Монголии (возможные коалиции акторов)

Всего, применительно к сотрудничеству России, Монголии и Китая в целях создания системы газоснабжения Монголии, возможны четыре варианта создания коалиций для трёх акторов, которые приведены в таблице 2.

Первый вариант, представленный в таблице 2, описывает ситуацию отсутствия какого-либо сотрудничества, то есть вариант самообеспечения Монголии своих потребителей на основе собственных ресурсов. Несмотря на многолетние попытки, продвижения в этом направлении до недавнего

время границу оценки стоимости газификации страны взята цена продажи СПГ с завода газификации угля в АРВМ¹⁸ в декабре 2019 года, составившая примерно 400 долларов за 1 тысячу кубометров. В Монголии цена производства СПГ будет существенно выше за счёт импорта лицензированной технологии. Кроме того, возникнет необходимость обеспечения такого производства большим количеством воды, что представляет существенную дополнительную проблему в условиях засушливого климата страны.

Вариант двустороннего сотрудничества России и Монголии опирается лишь на возможность поставок СПГ, поскольку ранее проекты газификации Байкальского региона, не учитывающие подключение местных потребителей к экспортным газопроводам «Россия – Китай», были признаны неэффективными [7, с. 126].

Вариант двустороннего сотрудничества Монголии и Китая описывает возможности создания газотранспортной системы от города Баотоу (АРВМ) на основе одной из двух технологий – либо трубопроводных, либо СПГ.

В рамках двусторонних отношений Россия и Китай могут развивать газотранспортную инфраструктуру по экспорту газа из России в Китай.

Интересы Монголии состоят в минимизации затрат на создание системы газоснабжения; интересы Китая – в минимизации стоимости импорта газа при возможности его экспорта; для России – в росте дохода от экспорта

времени было явно недостаточно, поэтому этот референтный вариант обозначен «Status Quo», или «традиционно неизменный». В этом варианте предполагается осуществить газификацию страны посредством внедрения технологий СПГ. Несмотря на то, что в основе такого варианта заложены уже отработанные в Китае технологии глубокой переработки угля, будем предполагать этот вариант независимым, имея в виду самостоятельность обеспечения потребности в газе Монголии за счёт собственных ресурсов первичной энергии. За ниж-

¹⁸ SCI China Natural Gas Market Monthly Report

Рассматриваются варианты увеличения мощности газотранспортной системы «Сила Сибири», а также строительства магистрального трубопровода по югу Байкальского региона с выходом в Китай в районе Забайкальска.

Кроме того, через территорию Монголии становится возможным строительство одной или двух международных газотранспортных систем, отвод от которых позволяет обеспечить все потребности страны в газе. Это газопровод от Иркутска до Пекина, через Улан-Батор; и трубопровод «Сила Сибири-2», которая соединяет юг Западной Сибири с западным хабом газотранспортной системы Китая в городе Чжунвэй.

При этом, во всех вариантах коалиций акторов, поставки СПГ из России в Китай с заводов СПГ в Арктике (в первую очередь на полуострове Ямал) и в бассейне Охотского моря не ограничиваются.

Анализ вариантов газификации Монголии

На основе решений модели GEAR для описанных вариантов сотрудничества России, Монголии и Китая был выполнен анализ вариантов газификации Монголии в условиях формирования конкурентного газового рынка. Суммарные затраты региональной газотранспортной системы в Северо-Восточной Азии сокращаются при строительстве транзитного трубопровода «Иркутск – Улан-Батор – Пекин». Однако данный эффект может быть реализован только при условии трёхстороннего сотрудничества между Россией, Китаем и Монголией. Сравнивая возможные варианты сотрудничества Монголии

с Россией и Китаем с точки зрения интересов Монголии, отметим, что максимальное снижение стоимостных оценок для Улан-Батора имеет место в случае строительства транзитного трубопровода из России в Китай через Монголию, рисунок 2.

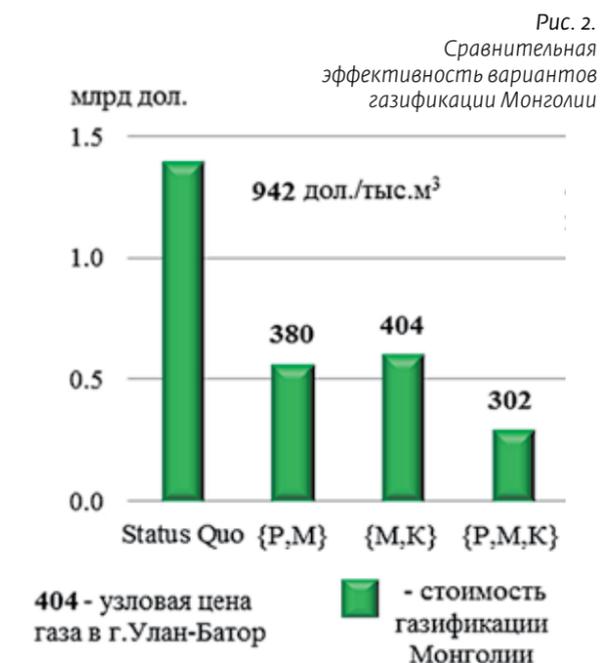
Стоит отметить, что так называемые «теневые» или «узловые» цены (значения двойственных переменных задачи GEAR) зависят от наличия альтернативных маршрутов поставок газа, спроса на газ, а также от принятых численных значений стоимости добычи и транспорта газа. Кроме того, действительные рыночные цены формируются под воздействием множества факторов, в том числе не связанных напрямую с рынком газа, которые не отражаются в двойственных ценах модели. Анализируемые узловые цены представляют лишь один из элементов, характеризующих возможное состояние газового рынка этого региона.

Анализ варианта газификации Монголии, основанного на импорте газа из Китая, показывает, что поставки трубопроводного газа путем строительства ответвления от внутрикитайской системы трубопроводов «Запад – Восток» будут более эффективны по сравнению с импортом СПГ из АРВМ, учитывая удельные затраты на создание данной газотранспортной системы.

Вариант газификации Монголии на основе СПГ из России более предпочтителен по сравнению с импортом газа из Китая. Стоимостные оценки газа в Улан-Баторе при импорте российского СПГ будут ниже аналогичного показателя для газа из Китая, вследствие более низкой стоимости газа на месторождениях Иркутского центра газодобычи и более короткого расстояния между производителем и центром потребления.

Поставки трубопроводного газа в Китай транзитом через территорию Монголии исключительно по маршруту «Новокузнецк – Тэс – Чжунвэй» не рассматривались, так как анализ результатов решений показал, что в этом случае удельные рентные доходы (разница между узловыми ценами и затратами по цепочке создания стоимости газа от производителя до потребителя, двойственные оценки задачи GEAR) при добыче газа на Ковыктинском и Чаяндинском месторождениях будут значительно ниже, чем в случае, когда имеется возможность поставок российского газа по обоим транзитным маршрутам из России в Китай по территории Монголии. Иными словами, наиболее рациональным вариантом для

Возможное потребление газа в Монголии на основе реалистичной оценки для 2025–2030 годов, принята в объёме 1,5 млрд кубометров



Колонка на АЗС в Монголии



Источник:
kagemusha / Depositphotos.com

России является строительство двух магистральных газопроводов в Китай по территории Монголии – один с подачей газа Западно-Сибирского центра в Чжунвэй, а второй – с переработанным газом Сибирской платформы по маршруту «Иркутская область – Монголия – Китай».

Заключение

К настоящему времени в Монголии сложились благоприятные предпосылки для газификации страны: экологические последствия от сжигания угля и выхлопов автомобильного транспорта в городах, особенности ресурсного потенциала страны, наличие общих границ с Россией, крупнейшим мировым экспортером газа, и Китаем, одним из крупнейших источников роста мирового газового рынка.

Выполнена оценка масштабов и возможных направлений газификации Монголии, которая включала в себя прогноз перспективной потребности в газе, моделирование создания системы газоснабжения Монголии как составной части

регионального конкурентного газового рынка стран Северо-Восточной Азии, анализ перспектив двух- и многостороннего сотрудничества России, Монголии и Китая, в том числе в форме строительства одного или нескольких магистральных газовых трубопроводов, проходящих транзитом по территории Монголии.

В Монголии сложились предпосылки для газификации: плохая экология от сжигания угля в городах, общие границы с РФ и Китаем – крупнейшими производителями и потребителями газа

Выявлено, что в условиях формирования конкурентного газового рынка Северо-Восточной Азии для газоснабжения Монголии имеются предпосылки для сотрудничества между Монголией, Россией и Китаем. Они основаны на снижении затрат на поставку газа при строительстве магистрального газопровода из Иркутского и Красноярского центров газодобычи в Китай через Монголию, а также магистрального газопровода от месторождений Западной Сибири к западному хабу системы газоснабжения Китая через западные районы Монголии. Данные предпосылки могут реализоваться при наличии соответствующих институтов многостороннего сотрудничества, созданных на основе взаимного интереса трех стран.

Использованные источники

1. Стенников В.А., Батмунх С., Санеев Б.Г. Стратегические направления развития электроэнергетики Монголии. – Известия РАН. Энергетика. 2019. № 6. С. 51–65.
2. Борисов Г.О. Взаимодействие энергосистем Монголии и России в рамках экономического коридора. Материалы VI Международной научно-практической конференции «Социально-экономическое развитие России и Монголии: проблемы и перспективы». Улан-Удэ, 21–22 мая 2019. С. 50–55.
3. Восточный вектор энергетической стратегии России / под редакцией Н.И. Воропая и Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Гео, 2011. – 368 с.
4. Илькевич Н.И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217 с. URL: <http://isem.irk.ru/upload/iblock/f2ff2f8abf2f9c499a359aebd6abd12df6e.pdf>.
5. Воропай Н.И., Б.Г. Санеев, С. Батхуяг, Х. Энхжаргал Энергетическое сотрудничество Монголии и России: современное состояние и стратегические направления // Пространственная экономика. – 2013. – № 3. С. 108–122. URL: http://spatial-economics.com/eng/images/spatial-economics/3_2013/SE.2013.3.108-122.Voropaï.pdf.
6. Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 364 с. URL: <http://isem.irk.ru/upload/iblock/36a/36a8101dcbf57b52aa6bf964f3c7832cb.pdf>
7. Топливо-энергетический комплекс Байкальского региона: современное состояние, перспективы развития / Под ред. Б.Г. Санеева; Рос. акад. наук, Сибирское отделение, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2015. – 176 с. URL: https://www.rfbr.ru/rffi/ru/books/o_1949468#119
8. Контарович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Перспективы поставок природного газа России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона // Регион: экономика и социология. – 2008. – № 2. С. 307–323. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_10607145_57021157.pdf
9. Санеев Б.Г., Попов С.П., Максакова Д.В. Институты ценообразования на газовом рынке Восточной Азии: значение и последствия для России // Газовая промышленность. – 2019. – № 5. С. 110–118.

ТЭЦ-4 в Улан-Баторе

Источник: Уральский турбинный завод



В.М. ЗАЙЧЕНКО, А.Ю. КРЫЛОВА, А.А. ЧЕРНЯВСКИЙ
V.M. ZAYCHENKO, A.Y. KRYLOVA, A.A. CHERNYAVSKY

О «ЛИШНЕЙ» ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В МАГАДАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Виктор Михайлович
ЗАЙЧЕНКО
г. н. с., ОИВТ РАН
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Victor ZAYCHENKO
ch.sc.of., JIHT RAS
e-mail: zaitch@oivtran.ru



Аннотация. Представлена информация о структуре топливно-энергетического баланса Магаданской области. Отличительной особенностью данного региона нашей страны является наличие излишков производимой электроэнергии. В основном, эта электроэнергия производится гидроэлектростанциями, расположенными на территории Магаданской области. Рассмотрены различные направления возможного использования «лишней» электроэнергии. Наряду с существующими предложениями использования данной электроэнергии для производства водорода для экспортных поставок, рассмотрена возможность получения определенных химических продуктов с использованием водорода, которые также могут являться предметом экспорта. Практическая реализация предлагаемого комплекса мероприятий позволит отработать новые технические решения по производству экологически чистых и энергоэффективных продуктов, которые при современном уровне развития технологий являются востребованными и могут быть впоследствии использованы и в других регионах страны.

Ключевые слова: энергетический баланс, биомасса, пиролиз, торрефикация, гидротермальная карбонизация, водород.

В России действует Единая энергетическая система (ЕЭС), которая представляет собой совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, связанных единым режимом работы. ЕЭС России охватывает практически всю обжитую территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. Энергетические сети позволяют обеспечивать электроэнергией огромные территории. Вместе с тем, в отдельных регионах страны, замкнутых и удаленных от центральных областей, может наблюдаться «избыток» электроэнергии при отсутствии возможности её экспорта в другие регионы. К таким объектам, в частности, относится Магаданская область.

Магаданская область входит в состав Дальневосточного федерального округа и относится к районам Крайнего Севера. Площадь области – 462,5 тысяч км². Регион характеризуется труднодоступностью, изолированностью большую часть года, суровыми природно-климатическими условиями и слож-

Низкая себестоимость электроэнергии в энергосистеме Магаданской области позволяет реализовать ряд высокоэффективных проектов

Алла Юрьевна
КРЫЛОВА
г. н. с.,
ИНХС им. А.В. Топчиева
e-mail: aykrylova@yandex.ru

Alla KRYLOVA
ch.sc.of., TIPS RAS
e-mail: aykrylova@yandex.ru

THE «EXCESS» ELECTRICITY IN THE MAGADAN REGION

Адольф Александрович
ЧЕРНЯВСКИЙ
г. н. с., ОИВТ РАН

Adolf CHERNYAVSKY
Ch. s., JIHT RAS



ностью рельефа. Железнодорожное сообщение отсутствует.

Генерирующие мощности Магаданской энергосистемы включают в себя [1]:

- тепловые электростанции – Аркагалинскую ГРЭС (АрГРЭС) и Магаданскую ТЭЦ – (МТЭЦ) с установленной мощностью 224 МВт (в настоящее время вырабатывает только 47 МВт) и 96 МВт;
- гидроэлектростанции – Колымскую ГЭС (КГЭС) и Усть-Среднеканскую ГЭС – с установленной мощностью 900 МВт и 310,5 МВт;
- автономные дизельные электростанции (ДЭС) населенных пунктов общей установленной мощностью 18,9 МВт.

По состоянию на 1 января 2019 года установленная мощность объектов генерации Магаданской энергосистемы (без ДЭС населенных пунктов) составляла 1530,5 МВт, располагаемая мощность 1234 МВт, потребность региона в электроэнергии в полном объеме покрывается каскадом Колымских ГЭС.

Топливо для угольных и дизельных электростанций в основном привозное из других регионов России:

- аркагалинский (местный) уголь – 56,8 тыс. тонн;
- кузнецкий (дальнепривозной) уголь – 248,5 тыс. тонн;
- мазут («северный завоз») – 0,35 тыс. тонн;

Abstract. Information is presented on the structure of the fuel and energy balance of the Magadan Region. A distinctive feature of this region of our country is the presence of surplus electricity produced. Basically, this electricity is produced by hydroelectric power plants located in the Magadan Region. Various directions of the possible use of «excess» electricity are considered. Along with existing proposals for the use of this electricity for the production of hydrogen for export, the possibility of obtaining certain chemical products using hydrogen, which may also be exported, has been considered. Practical implementation of the proposed set of measures will allow to develop new technical solutions for the production of environmentally friendly and energy-efficient products, which are in demand at the current level of technology development and can subsequently be used in other regions of the country.

Keywords: energy balance, biomass, pyrolysis, torrefaction, hydrothermal carbonization, hydrogen.

- дизельное топливо («северный завоз») – 0,043 тыс. тонн.

Стоимость доставки дальнепривозного топлива в Магаданскую область оказывается дороже стоимости самого этого топлива. Большие за-

УДК 620.9

Побережье Чукотского моря,
о. Айон, Россия



Источник: danemo / Depositphotos.com

(67,3%), на собственные нужды электростанций (7,7%), на производственные нужды энергосистемы (11,7%), на потери в сетях (13,3%). В настоящее время энергосистема Магаданской области имеет внешнюю связь только с одним энергоузлом (Оймяконским улусом Якутии).

В перспективе возможно присоединение к энергосистеме Магаданской области энергопринимающих устройств Баимского горно-обогатительного комбината (ГОК) в Чукотском автономном округе с заявленной присоединяемой нагрузкой 220 МВт. Предполагается также, что в обозримом будущем может произойти прирост электропотребления в горнодобывающей промышленности за счёт освоения новых месторождений цветных металлов и угля, а также за счёт перевода огневых котельных, используемых в качестве печного топлива мазут, на выработку тепловой энергии с использованием электродвигателей индукционного типа.

Низкая себестоимость электроэнергии в энергосистеме Магаданской области позволяют реализовать ряд высокоэффективных мероприятий, направленных на оздоровление окружающей среды.

Переход на использование электрических котлов

В системах теплоснабжения (горячее водоснабжение, отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха) в округах и районах области, а также на отдельных крупных предприятиях целесообразно использовать простые и недорогие электрические котлы взамен котлов, работающих на угольном или дизельном топливах. Для этих целей можно использовать серийные автоматические электродвигатели с применением теплоэлектронагревателей (ТЭНов), электродных и индукционных нагревателей. Выбор типа электрического котла следует осуществлять в каждом отдельном случае с детальным

анализом финансово-коммерческой эффективности реконструкции котельных с отказом от использования традиционных твердотопливных или жидкотопливных котлов. При этом, помимо экономии дорогостоящего органического топлива, эффективность реконструкции будет определяться также возможностью работы электродвигателей полностью в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного обслуживающего персонала, а также с полным исключением вредных выбросов в атмосферу вредных оксидов углерода, азота, серы и пр. В Магаданской области уже имеется успешный опыт подобной реконструкции водогрейных котельных с использованием высокоэффективных индукционных электрических котлов.

дет определяться также возможностью работы электродвигателей полностью в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного обслуживающего персонала, а также с полным исключением вредных выбросов в атмосферу вредных оксидов углерода, азота, серы и пр. В Магаданской области уже имеется успешный опыт подобной реконструкции водогрейных котельных с использованием высокоэффективных индукционных электрических котлов.

Переход на частичную замену ископаемого угля на возобновляемое сырьё (биоуголь)

Сырьем для производства биоугля могут служить различные виды местной биомассы (торф, отходы лесозаготовок, иловые осадки полей аэрации и т. д.). Полученный биоуголь может быть использован для замены части топлива, потребляемого ТЭС, с целью оздоровления окружающей среды и сокращения расходов на доставку дальнепривозного угля.

Известно, что биоуголь можно получать из биомассы пиролизом, торрефикацией или гидротермальной карбонизацией. Существенным отличием этих методов является используемая среда, то есть протекает ли реакция в отсутствие или в присутствии воды. Преобразование биомассы под воздействием температуры в сухой атмосфере (пиролиз) – наиболее распространённый метод получения биоугля. Пиролиз повсеместно используется для производства древесного

угля, выход которого составляет 20–33%. В мире выпускается до 100 млн т древесного угля в год. Пиролиз, как правило, требует предварительной сушки перерабатываемого сырья.

Торрефикация – мягкий пиролиз, протекающий при 250–350 °С, целью которого является повышение теплотворной способности путём удаления влаги и разложения высокорективных компонентов органической массы. Главным преимуществом торрефицированного продукта является высокая калорийность: теплотворная способность древесины достигает 18–19 МДж/кг, древесного угля – 30–33, а торрефиката – 22–23 МДж/кг. Кроме того, выход древесного угля при пиролизе составляет всего 28–35% от сухой древесины, а торрефиката – 60–70%. Торрефикат в меньшей степени подвержен гниению и самовозгоранию, чем исходное сырьё.

Процессы, происходящие в воде («гидротермальные») хорошо подходят для влажного сырья, например, иловых осадков. Гидротермальная карбонизация

В отдельных регионах страны, замкнутых и удалённых от центральных областей, может наблюдаться «избыток» электроэнергии при отсутствии её экспорта в другие регионы

Вид Магадана



Источник: wikiway.com

Электроснабжение Магаданской области идет от Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС. Они могут производить самую дешёвую электроэнергию в мире. Себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии – 20–40 руб./МВт·ч

Основное электроснабжение потребителей в Магаданской области (95%) осуществляется от Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС, которые могут производить самую дешёвую электроэнергию в мире. Усреднённая себестоимость электроэнергии в энергосистеме области, по предварительной оценке, не выше 20–40 руб./МВт·ч. Энергосистема Магаданской области является избыточной. Произведённая в Магаданской области электроэнергия в основном расходуется: на полезный отпуск



Колымская ГЭС

Источник:
Александра
«Russos» Попова

ция – процесс получения биоугля (или «гидроугля») при температуре 180–220 °С и давлении до 25 атмосфер в присутствии воды без доступа воздуха и с добавлением катализатора. Суть метода заключается в удалении из биомассы содержащегося в ней кислорода под воздействием воды и температуры. По завершении процесса в реакторе образуется густая суспензия, состоящая из угля в порошкообразном состоянии и воды.

В таблице 1 приведены условия осуществления термических процессов переработки биомассы и продукты, получаемые этими методами.

Перевод удаленных районных дизельных электростанций на водород

Возможность использования дешевой электроэнергии позволяет организовать замену дорогостоящего дизельного топлива на значительно более дешёвый водород, который может быть получен хорошо известным методом – электролизом воды. В России серийно выпускаются автоматические электролизёры большой производительности, которые могут быть использованы для этих целей. Аналогичное оборудование имеется и у за-

рубежных партнеров. Освоено серийное производство ресиверов большой ёмкости и высокого давления для хранения водорода в сжатом виде, водородных компрессоров, а также специальных резервуаров для хранения водорода в сжиженном виде при отрицательных температурах. Серийно выпускаются специальные автозаправщики сжиженного водорода. Возможна реконструкция существующих газопоршневых электроагрегатов для перехода на газовое топливо на базе водорода. Обеспечение надежной работы газопоршневых агрегатов на водороде исследовано в Объединённом институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН) [2, 3].

Учитывая расположение Магаданской области, может быть рассмотрен вопрос о поставках в Японию водорода, получаемого за счёт дешёвой электроэнергии от Колымской

Магаданская область может поставлять в Японию водород, получаемый за счёт электроэнергии Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС

Таблица 1. Режимные параметры осуществления процессов термического превращения биомассы и получаемые продукты

Процесс	Условия		Продукты, мас. %			
	Т, °	Время	Твердые	Жидкие	Газы	
Пиролиз	медленный	~400	часы	35	30	35
	средний	~500	10–20 с	20	50	30
	быстрый	~500	1–3 с	12	75	13
Торрефакция	~300	1–2 ч	60	20	20	
Гидротермальная карбонизация	~200	10–20 ч	80	17	3	

и Усть-Среднеканской ГЭС. Предварительный расчёт показывает, что поставки водорода по ценам даже в 2–3 раза ниже мировых будут выгодны и для Магаданской области и для Японии.

Получение химической продукции

Наличие дешёвого водорода дает возможность использовать местное органическое сырьё (уголь, торф, вторичную биомассу) для производства продуктов высокой добавленной стоимости, в частности, экологически чистого дизельного топлива, высших спиртов и т. д. Экспорт этих продуктов может оказаться более выгодным по сравнению с возможным экспортом водорода.

Процессы, используемые для этих целей, могут протекать в одну или несколько стадий. К одностадийным процессам относится, в частности, гидрогенизация. Многостадийные процессы обычно включают стадии газификации сырья с получением

смесь углеводородов различных рядов – аналог природной нефти. Гидрогенизация твёрдого сырья может быть использована для получения бензина и дизельного топлива – полных аналогов соответствующих нефтепродуктов, что позволит снизить количество завозимого топлива. К настоящему времени в промышленном масштабе процесс реализован в Китае.

Качество продуктов гидрогенизации можно значительно улучшить если использовать в качестве сырья биоуголь, в котором содержится значительно меньшее количество вредных примесей. Сырьём для производства биоугля могут быть различные виды биомассы, в частности, иловые осадки сточных вод, присутствующие в каждом населённом пункте. Иловые осадки – взвешенная в воде биомасса, образующаяся в хранилищах сточных вод. Это сложное сообщество микроорганизмов различных групп и некоторых многоклеточных животных. Иловые осадки формируются под влиянием сточной воды,



Магаданская ТЭЦ

Источник: Magspace.ru

синтез-газа (смеси оксида углерода и водорода), конверсию синтез-газа в углеводороды или спирты и облагораживание продукта-сырца с получением товарных продуктов.

Для отдалённых регионов нашей страны важную роль играет организация производства топлива на базе местного сырья, поскольку коммерциализация таких технологий позволит снизить «северный завоз» или даже полностью избавиться от него.

Гидрогенизация – «ожигение» твёрдого сырья посредством его взаимодействия с водородом при повышенных температурах (300–500 °С) и давлениях (200–300 атм). В качестве сырья чаще всего используется уголь. Продуктом процесса является

растворённого в ней кислорода и температуры. Большую часть сухого вещества осадка (до 70–75%) составляют органические вещества, в основном, белкового происхождения.

Для получения углеводородов топливного назначения и спиртов могут быть также использованы трехстадийные процессы, протекающие через стадию получения синтез-газа, например, путём газификации угля или биомассы. Газификация – хорошо освоенный в разных вариантах процесс, широко применяющийся для различных целей (в мире насчитывается около 300 промышленных установок, реализующих этот метод). Эффективная отечественная технология двухстадийной термиче-

ской конверсии биомассы предложена ОИВТ РАН [3]. На первой стадии производится пиролиз биомассы при 400–900°C с получением газообразных, жидких и твёрдых продуктов. На второй стадии парогазовую смесь пропускают при 800–1000°C через твёрдую углеродную фазу, образующуюся при пиролизе на первой стадии процесса. При этом, пирогенетическая вода, находящаяся в паровой фазе, взаимодействует с углеродом твёрдой фазы с образованием водорода и оксида углерода (син-

средних дистиллятов», который предназначен для получения качественных моторных топлив (дизельного топлива и реактивного керосина). Технология включает две стадии: синтез высокомолекулярных парафинов (восков) и их последующую гидроизомеризацию. Процесс реализован на шести предприятиях (в ЮАР, Катаре, Нигерии, Малайзии, США) общей мощностью около 10 млн т в год.

Ценным химическим соединением, находящим широкое применение в различных отраслях промышленности, является метанол. Этот продукт имеет хорошие экспортные перспективы, особенно для восточных регионов нашей страны, поскольку восточные страны (Китай, Япония, Малайзия и др.) являются крупными экспортёрами этой продукции.

Интерес представляет использование метанола в качестве топлива на электростанциях в удалённых регионах, оборудованных газовыми турбинами с комбинированным циклом. Потребуется их небольшая модификация

тез-газа). Это обеспечивает безотходную переработку биомассы с получением высококалорийных энергетических газов. Основным достоинством технологии ОИВТ РАН является высокая степень конверсии перерабатываемой биомассы в синтез-газ (до 78%). Получаемый по технологии ОИВТ РАН газ, в среднем, на 90–92% состоит из водорода и окиси углерода.

Полученный синтез-газ может быть превращён в искусственные жидкие углеводороды через синтез Фишера-Тропша. Образующиеся при этом продукты по своим основным характеристикам практически полностью соответствуют нефтяным аналогам, но отличаются отсутствием серо-, азотсодержащих, а в ряде случаев, и ароматических соединений, что заметно повышает их экологическую ценность. Процесс обычно осуществляют в варианте «Синтез

Метанол может быть получен из синтез-газа с высокой эффективностью. Метанол производит более 90 предприятий в мире. В России функционируют 9 производителей метанола с суммарной мощностью установок 4 млн тонн в год. Три крупнейших производителя – «Метафракс», «Сиб-метаким» и «Томет». В последние годы большое значение придаётся созданию малотоннажных процессов, направленных на производство метанола. Основная цель таких проектов – решение проблемы образования гидратов на транспортных магистралях газодобывающей отрасли. Однако малотоннажные технологии производства метанола также могут быть применены для его получения из биомассы.

Значительный интерес представляет использование метанола в качестве топлива на электро-



Город Дукуат

Источник: eng.russia.travel

Город-призрак Кадыкчан, Магаданская область



Источник: mapala.net

станциях, оборудованных газовыми турбинами с комбинированным циклом по топливу. По данным специалистов, потребуется незначительная модификация этих установок при переводе на метанол. Этот метод можно использовать для генерации энергии в отдалённых регионах.

Процесс «метанол в бензин» позволяет производить бензин из угля, биомассы или природного газа через стадию синтеза метанола. Эта технология была внедрена в Новой Зеландии. Получаемый этим методом бензин имеет октановое число 93,7 и может быть использован в качестве товарного продукта.

Перспективными продуктами, которые могут быть получены из синтез-газа являются также одноатомные спирты С6–С8, находящие применение в качестве флотоагентов, экстрагентов металлов, растворителей и других при обогащении и извлечении металлов. Создание предприятий по производству этих продуктов целесообразно в местах

развития горнодобывающей промышленности, как, например, в Магаданской области.

Итак, в настоящее время электростанции Магаданской области недогружены. Низкая себестоимость производимой в Магаданской области энергии позволяет рассматривать реализацию определенных организационно-технических решений, направленных на повышение эффективности энергетической системы. Такими мероприятиями, обеспечивающими получение добавочного дохода от использования имеющихся излишков производимой электроэнергии, могут быть следующие: использование электрических котлов и частичная замена ископаемого угля на возобновляемое сырьё (биоуголь), перевод дизельных электростанций удалённых районов на водород, получение химической продукции (в частности, метанола, реактивного керосина, дизельного топлива, бензина, флотоагентов).

Использованные источники

1. ПРИКАЗ «О размещении Схемы и Программы развития электроэнергетики Магаданской области на 2019–2023 годы в региональной информационной системе «Открытый регион» Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Магаданской области. «08» мая 2019 г. № 108-од. г. Магадан.
2. Иванов М.Ф., Киверин А.Д., Смыгина А.Е., Зайченко В.М. Об использовании водорода в качестве топлива для двигателей в энергетическом цикле удалённых производственных объектов // Журнал технической физики. Том 88, вып. 1. 2018. С.147–150.
3. Зайченко В.М., Качалов В.В., Лавренов В.А., Лицинер И.И., Малова О.В. Получение синтез-газа из древесных отходов // Экология и промышленность России. №11, 2016. С. 4–9.

Е. КАРЬГИНА

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ АМБИЦИИ: ОСОБЫЙ ПУТЬ РОССИИ К ВИЭ

Елена КАРЬГИНА
старший корреспондент
ИА «ТАСС»



За последние 10–15 лет слово «революция» стало крайне популярным в энергетической риторике. Сначала говорили о «сланцевой революции» со всеми ее волнами, потом о «зеленой революции», в последнее время набирает обороты дискуссия о «водородной революции». И хотя сейчас основой мировых энергоресурсов остаются углеводороды, а скептики говорят о раздутости пузыря возобновляемых источников энергии, все больше экспертов считают, что революция в области «зеленой» энергетики движется семимильными шагами в рамках так называемого «энергетического перехода» – трансформации всей мировой энергетической системы. Планы России в области ВИЭ выглядят совершенно не амбициозными на фоне громких заявлений и действий других государств. Невольно возникают вопросы: насколько это оправдано, почему так происходит, должна ли наша страна обратить на них более пристальное внимание и каким образом стоит развивать сектор?

«Зеленый» мир

Начиная с 2011 года на «зеленую» энергетику ежегодно приходится более половины всех новых вводимых энерго мощностей, отмечает генеральный директор Международного агентства возобновляемой энергии (IRENA) Аднан Амин. В настоящее

время у 164 государств имеются планы по развитию системы ВИЭ на национальном уровне по сравнению с 43 странами пятнадцать лет назад. «Мир находится в беспрецедентной точке поворота. Изменения климата представляют собой реальную надвигающуюся угрозу благополучию тех, кто им уже наслаждается и тех, кто лишь стремится к нему. Речь идет о выживании наиболее уязвимых жителей нашей планеты, защите экосистемы и биоразнообразия. Чтобы остановить изменение климата, мы должны сократить наше потребление углеродоемких видов топлива, и возобновляемые источники могут и должны быть центральной частью нашего плана», – пишет Амин в своей статье для ООН.

Сейчас благодаря солнечной, ветряной и гидроэнергетике вырабатывается более четверти электроэнергии в мире. По прогнозу Международного энергетического агентства, ВИЭ в мировых масштабах развиваются даже быстрее, чем прогнозировалось, и в ближайшие пять лет (2019–2024 гг) их объем может вырасти на 50% (1200 ГВт). К 2024 году

На сегодняшний день благодаря солнечной, ветряной и гидроэнергетике вырабатывается более четверти всей электроэнергии в мире

Ветряная энергетика в Нидерландах

Источник:
Windpark Noordoostpolder



доля ВИЭ может достичь 30% от общего объема выработки энергоресурсов.

Минэнерго США ожидает, что к 2050 году на ВИЭ будет приходиться половина всех источников электроэнергии в мире по сравнению с 28% в 2018 году. По прогнозу аналитиков Bloomberg, в 2050 году их доля превысит 60% в Китае и Индии, где альтернативные источники будут развиваться особенно быстрыми темпами, а в Европе достигнет 90%.

«Солнечный король»

Лидировать в этой гонке будет солнечная энергетика, на которую придется больше половины роста, считают эксперты IEA (от 700 до 870 ГВт). При этом первой здесь будет не Европа, а Китай. Не отказываясь от традиционных источников энергии, на фоне бурного роста спроса КНР обеспечит до 40% ожидаемого за пятилетку роста ВИЭ, и уже в 2021 году может обогнать Европу по числу устанавливаемых солнечных батарей. Свою роль сыграет благоприятная политика китайских властей в этой области, а также конкурентная стоимость установок. Сильным рынком останутся Япония, Индия и Южная Корея, в Северной Америке распространение солнечных батарей вырастет вдвое, в основном за счет США. По данным Минэнерго США, к 2030 году мощность солнечной генерации в мире достигнет примерно 3,4 трлн кВт·ч.

По прогнозу IEA, стоимость производства солнечной энергии снизится уже к 2024 году на 15–35%,

что, несомненно, будет способствовать развитию сектора. Больше всего в солнечном буме заинтересован энергоемкий бизнес, но, как ожидается, и частные потребители не намерены отказываться от преимуществ этого вида энергетики, увеличив более чем вдвое покупки панелей для домов. Наибольший рост ожидают в таких благоприятных для отрасли странах, как Австралия, Бельгия, Австрия, Нидерланды и США (Калифорния). Однако даже через 5 лет солнечные панели будут стоять лишь на 6-ти процентах поверхностей крыш в мире, подходящих для их размещения.

Агентство также ожидает рост производства биотоплива в мире на четверть за пять лет, при этом Бразилия и США к 2024 году обеспечат две трети общего производства биотоплива. Половину роста придется на Азию.

Не сильно отстанет от солнечной и ветроэнергетика: на нее к 2030 году придется около 3,2 трлн кВт·ч, а лидерами станут тот же Китай, Индия, Европа, Канада и Япония. В то же время, от гидроэнергетики эксперты не ожидают каких-то рекордов. Рост здесь будет, но достаточно спокойный, это объясняется тем, что лучшие места для станций уже освоены, а технологии достаточно развиты.

К чему идём светлой дорогой?

Евросоюз планирует в целом к 2030 году довести долю ВИЭ в своем балансе до 32%. Следует отметить, что далеко не вся Европа так привержена

Ветряная генерация
в НидерландахИсточник:
Windpark Noordostpolder

«зеленой» энергии, как могло бы показаться. Чемпионами здесь традиционно являются скандинавские страны: Швеция (более 50% за счет альтернативной энергетики), Финляндия (41%), Дания (43%). А вот в Нидерландах, несмотря на знаменитые «ветряки», доля альтернативной энергетики составляет лишь около 7%, в Люксембурге – 6,5%.

Между тем, некоторые страны Евросоюза уже повысили свои персональные цели по ВИЭ – Франция теперь намерена довести долю солнечной, ветряной и другой возобновляемой энергетики до 33% с планируемых 32%, Греция – до 35% с 31%, а Болгария – до 27% с 25% к 2030 году. Греция даже заявила, что намерена постепенно отказаться от угля к 2028 году.

Однако еще летом зампреда Еврокомиссии Марош Шефчович предупредил, что ЕС может не достичь целевого показателя-2030, так как проекты национальных планов по снижению эмиссий выявили «существенные пробелы», в первую очередь, в области ВИЭ и энергоэффективности. По его словам, ЕС может не хватить до семи процентных пунктов до цели в 32%.

Вместе с тем, стоит отметить, что некоторые эксперты считают установленный в 2014 году целевой показатель в 32% устаревшим и призывают довести долю ВИЭ до 50% к этому сроку. В первой половине 2019 года Европа впервые в истории произвела из ВИЭ больше электроэнергии, чем из традиционных, так что нет сомнений, что доля альтернативных источников в регионе будет только расти.

WoodMackenzie, например, прогнозирует, что к 2030 году Европа сможет обеспечивать за счет «зеленой» энергетики 53% спроса, а к 2040 году – 60%. Крупнейшим неуглеводородным источником электроэнергии в регионе остается ветер, и, по прогнозу экспертов, по мере отказа от угля совокупная доля ветра и солнца будет конкурировать с газом, особенно в счете снижения цен на него. По убеждению экспертов компании, окончательный перелом в рамках энергоперехода наступит уже в ближайшую десятилетку: к 2030 году ВИЭ станут главным источником энергии для Европы, по итогам 2019 года выработка от ВИЭ в регионе должна опередить уголь.

Латинская Америка поставила перед собой амбициозную цель выхода к 2030 году на уровень потребления ВИЭ в 70%, заявила министр энергетики Колумбии Мария Суарес агентству Reuters

В апреле 2019 года впервые в США возобновляемые источники энергии обеспечили большую выработку, чем традиционный для страны уголь

этой осенью. С предложением согласились девять стран региона: Чили, Перу, Эквадор, Коста-Рика, Гондурас, Гватемала, Гаити, Доминикана и Колумбия. Панама и Бразилия еще раздумывают над решением, говорила она. Эксперты, впрочем, несколько сомневаются, насколько реализуемыми окажутся эти планы.

США

По прогнозу Минэнерго США, в 2019 году доля ВИЭ в энергопотреблении США должна составить 18%, в 2020 году вырасти до 19%. При этом в апреле 2019 года впервые возобновляемые источники энергии обеспечили большую выработку, чем традиционный для страны уголь. Конечно, победа далеко не окончательная, но эксперты не сомневаются, что тенденция сохранится. По мнению Fitch Solutions Macro Research, альтернативный энергорынок США будет расти более чем на 6% ежегодно в ближайшее десятилетие. К 2028 году, считают аналитики компании, возобновляемые ресурсы с учетом гидроэнергетики обеспечат 16% энергопортфеля США по сравнению с 11% в 2018 году. GlobalData считают, что установленная мощность ВИЭ страны к 2030 году удвоится до 443 ГВт, при этом на ветер будет приходиться 12% портфеля по сравнению с 8% в 2018 году.

Россия

В России, как ожидается, к 2024 году доля возобновляемых источников без учета крупных гидроэлектростанций составит около 1% благодаря строительству 5,4 ГВт мощностей, а в 2034 году, как сообщил министр энергетики страны Александр Новак, вырастет до 4% на фоне ввода дополнительных 7–9 ГВт. В конечном счете совокупный объем мощностей «зеленой» энергетики должен к 2035 году составить 25 ГВт, следует из презентации руководителя инвестиционного дивизиона ВИЭ «Роснано» Алишера Каланова. При этом рынок микрогенерации достигнет 10 ГВт.

По подсчету Ассоциации развития возобновляемой энергетики, в настоящее время доля ВИЭ без учета больших гидроэлектростанций в общем объеме выработки составляет меньше 0,2%. Между тем, зампредаправления «НП Совет рынка» Олег Баркин в январе говорил, что за 2019 год ВИЭ в России выработали 1,3 млрд кВт·ч, что составляет чуть более 1%. В настоящее время 1,15 ГВт мощностей по программе ДПМ уже построено, еще около 1–2

ГВт мощностей действует вне этой программы поддержки – это крымские источники, а также малые ГЭС, говорил Баркин.

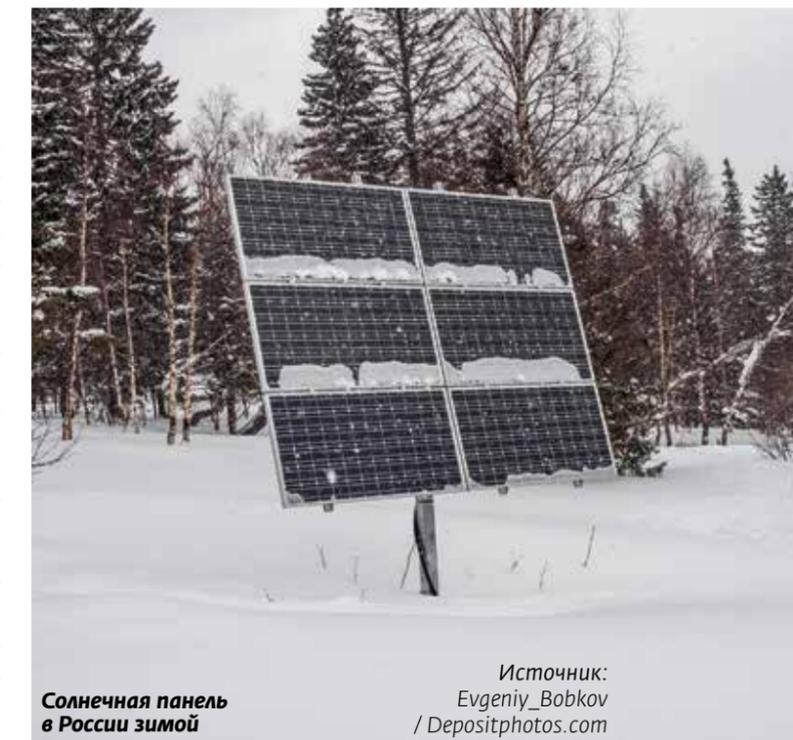
Без поддержки никуда

Несомненно, главную роль в развитии альтернативной энергетики последние годы (а в некоторых случаях и десятилетия) играет государственная поддержка отрасли. Много лет скептики говорили, что без такой поддержки «зеленая» энергетика была бы нерентабельной, а сами возобновляемые источники

нужны лишь странам, импортирующим нефть и газ. Действительно, на текущий момент системы стимулирования ВИЭ действуют в более чем 170 странах, включая Россию.

Пионером здесь является Европа: в Германии еще в 2000 году заработал акт о возобновляемой энергетике (Renewable Energy Act), предполагающий ввод на 20 лет feed-in тарифов, т. е. гарантированного финансирования для инвесторов за счет тарифов. Также для ВИЭ предусмотрены первоочередное подключение к сети и приоритет при покупке и передаче электроэнергии. Одновременно действуют схемы поддержки теплообеспечения из альтернативных источников, в том числе за счет деше-

Некоторые страны ЕС уже повысили свои цели по ВИЭ. Франция намерена довести долю энергии ВИЭ до 33% с планируемых 32%, Греция – до 35% с 31%, а Болгария – до 27% с 25% к 2030 году

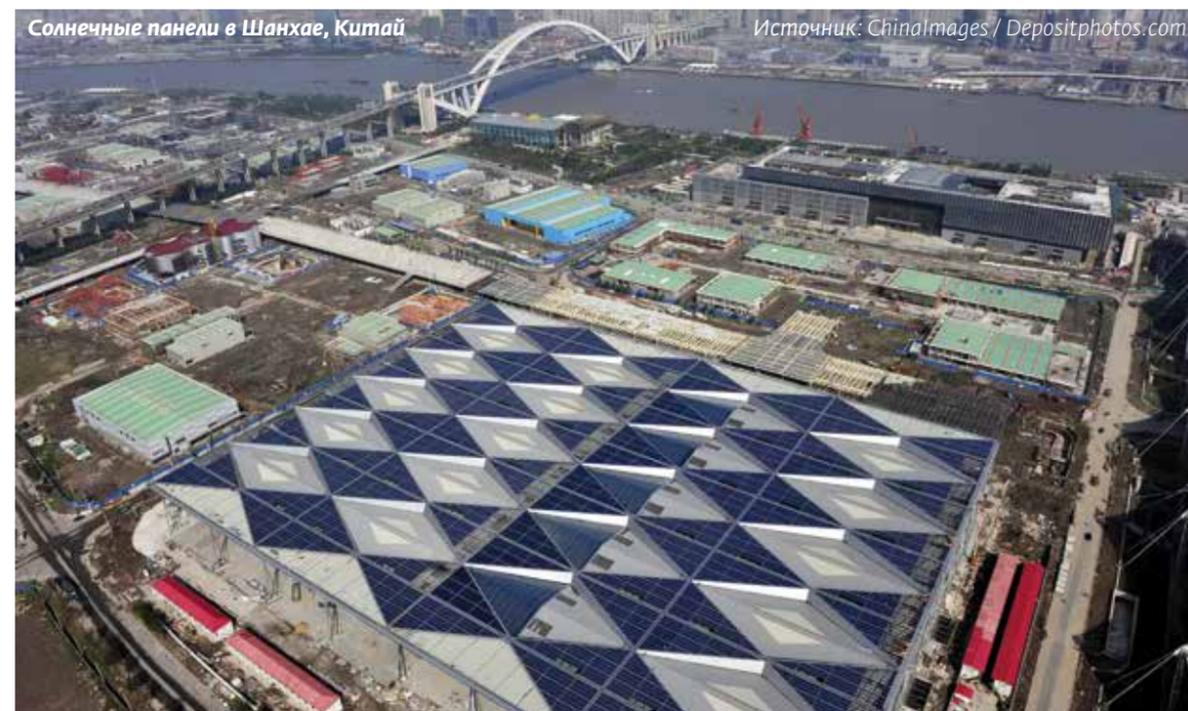
Солнечная панель
в России зимойИсточник:
Evgeniy_Bobkov
/ Depositphotos.com

вых кредитов для населения. При том за счет квот на выбросы углекислого газа угольная генерация обходится все дороже.

Однако для первых проектов срок такой поддержки закончится уже в 2021 году, и остается вопросом, какие из них будет выгодно реализовывать на новых условиях. Для большинства объектов солнечной энергетики, введенной между 2008 и 2013 годами, гарантированные льготы закончатся в 2028–2033 годах, то есть, по данным PwC, операторы с суммарным производством 24 тераваттчасов останутся без поддерживающих платежей. Для ветроэнергетики Германии начиная со следующего года feed-in тарифы отменяются для 4 гВт мощностей, а в 2022–2025 годах льгот лишатся еще около 16 гВт.

альтернативной энергии, фактически получать компенсацию за избыточно произведенные киловатты. Также созданы определенные стандарты, регулирующие долю возобновляемых источников энергии в портфелях коммунальщиков, инвестиционные фонды для ВИЭ, стандарты присоединения, более высокие тарифы для альтернативной энергии и т. д.

На уровне большинства штатов действуют региональные стандарты портфеля ВИЭ, определяющие порядок подключения объектов к сетям. Штаты также создают специальные фонды для финансирования проектов по альтернативной энергетике, как правило, путем взимания с клиентов тарифной надбавки. Также используются схемы компенсации потребителям, вырабатывающим свою собственную



Солнечные панели в Шанхае, Китай

Источник: Chinalimages / Depositphotos.com

Тарифная надбавка за ВИЭ составляет 6,5–6,7 цента за киловатт-час, и будет снижаться после 2021 года. По подсчетам экспертов, около трети тарифа на электроэнергию в стране – это именно поддержка ВИЭ, которая обходится примерно в 25 млрд евро в год.

В целом в Европе до сих пор используются такие меры поддержки, как тарифы и надбавки за «зеленую» энергию, обязательные квоты на закупку энергии, полученной из альтернативных источников, инвестиционные субсидии, льготы и гарантии по кредитам, налоговые льготы и тендерные отборы. Однако все большая часть европейских стран отменяет практику использования feed-in тарифов для новых электростанций.

В США действуют специальные субсидии на ВИЭ, льготные тарифы, позволяющие производителям

энергию, специальные «входные» тарифы для ВИЭ (выше рыночных), и ряд рыночных стимулов – гранты, займы, льготы и т. д. Распространены в стране сертификаты возобновляемой энергии (Renewable Energy Certificates), подтверждающие факт производства из возобновляемых источников, которые можно купить на рынке.

Поддерживаем по-нашему

В России действует госпрограмма поддержки возобновляемых источников энергии до 2024 года, предполагающая возврат инвестиций с гарантированной доходностью при строительстве генерации, последний отбор по которой уже был проведен в 2019 году. Инвесторам обеспечивается базовая

доходность в 12%, гарантированные платежи по договорам предоставления мощностей будут выплачиваться в течение 15 лет за счет оптового рынка. Отбор проектов проходит исходя из критерия наименьших полных капитальных затрат, которые не должны быть выше установленного властями предельного значения.

По данным сообщества потребителей энергии, программа ДПМ ВИЭ стоит около 2 трлн рублей, в ее рамках предполагается ввод 5,4 гВт мощностей.

В конце прошлого года правительство решило продлить программу поддержки ВИЭ до 2035 года. По новой программе сумма поддержки должна составить около 400 млрд рублей, а до 2050 года в отрасль планируется направить 725 млрд рублей, в том числе на строительство ветровых станций 222 млрд рублей, солнечных – 148 млрд и еще 30 млрд – на малые ГЭС (до 50 мВт).

По мнению экспертов, новая программа позволит ввести дополнительно 5–7 гВт мощностей. Однако целевые объемы ввода в ней не зафиксированы, то есть в случае разработки новых технологий и более дешевых решений в течение десяти лет действия программы эту цифру можно будет увеличить. Такой вариант представляется вполне вероятным, поскольку технологии в сфере ВИЭ, как и сама отрасль, развиваются в последние годы крайне динамично.

Также в конце прошлого года был принят закон об освобождении от уплаты НДС в результате продажи излишков энергии, произведенной на малых

«зеленых» электростанциях мощностью до 15 мВт. Льгота действует до 2029 года.

По прогнозу старшего управляющего директора по инвестиционной деятельности «РОСНАНО» Андрея Похожаева, новая программа позволит ввести 7–9 гВт мощностей солнечной, ветряной и малой гидроэнергетики до 2035 года.

Акцент на оборудовании

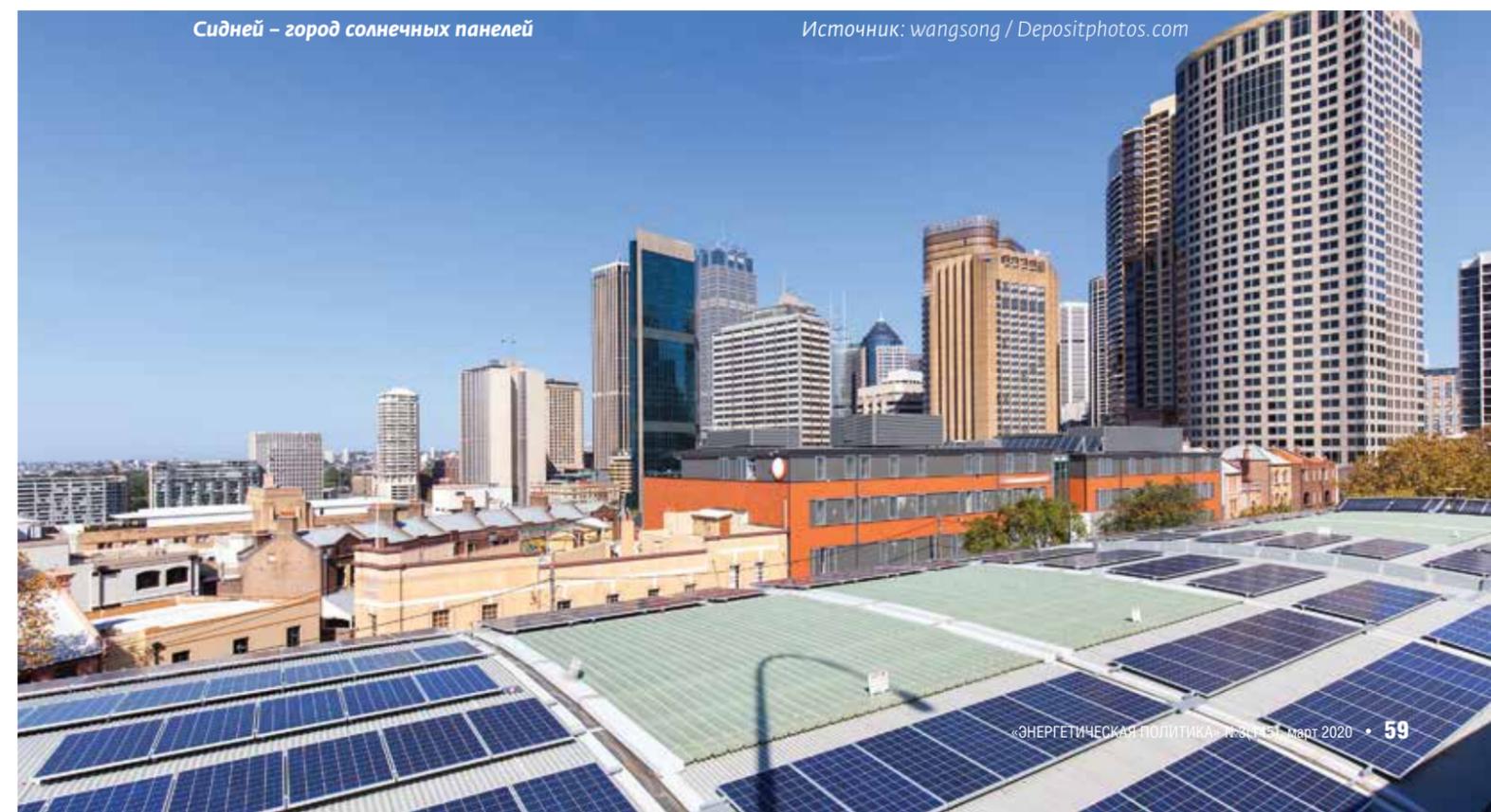
Особенность модели поддержки ВИЭ в России заключается в том, что главной целью является не столько увеличение доли альтернативной энергии, сколько в целом развитие и трансфер техно-

В конце 2019 года правительство РФ продлило программу поддержки ВИЭ до 2035 года. Теперь сумма поддержки должна составить около 400 млрд рублей, а до 2050 года в отрасль планируется направить 725 млрд рублей

логий и локализация производства оборудования на территории страны. Минпромторг поставил во главу угла целевые уровни локализации производства для ВИЭ, как и для многих других отраслей, сделал требования обязательными для участников программ поддержки. Так, в 2019–2024 годах доля произведенного внутри страны оборудования для ветряных и малых гидро станций должна достичь 65%, для солнечных – 70%. Более того, еще летом министерство разработало проект постановления,

Сидней – город солнечных панелей

Источник: wangsong / Depositphotos.com



Добыча лития в Боливии



Источник: flipboard.com

разрешающего называть оборудование российским для участия в программах поддержки только при уровне локализации производства в 90% к 2024 году. Такое решение представляется несколь-

У России нет амбициозной цели догнать Европу по доле ВИЭ ни на государственном, ни на бытовом уровне. Официальным приоритетом обозначается создание конкурентоспособной на внутреннем и внешнем рынке отрасли

ко преждевременным и поспешным, даже несмотря на то, что многие эксперты считают опыт импортозамещения при ДПМ одним из самых удачных примеров в России, который привел к реальному становлению отрасли в кратчайшие сроки. Так, построены заводы в Нижегородской, Ульяновской и Ростовской областях, развивается производство в Петербурге, Волгодонске.

По словам старшего эксперта Ассоциации развития возобновляемой энергетики Ольги Ухановой, сейчас объем потенциального производства оборудования для мощностей, построенных в России, достигает 1,4 ГВт. «Мы увидели, что российское оборудование, построенное на российских заводах, прошло сертификацию. Это означает, что меры поддержки работают», – заявила Уханова, выступая в январе 2020 года на Гайдаровском форуме.

Кроме того, появляются сообщения о требованиях об экспорте в рамках новой программы ДМП ВИЭ. «Есть большое желание включить в новый ДПМ обязательства по экспорту. Мы точно это сделаем балльной системой. То есть, будет некое «меню», в котором инвестор может сделать, например, выбор в пользу меньшей локализации, но при этом большего уровня экспорта. Стратегия у всех разная», – говорил в декабре в интервью «Коммерсанту» замглавы Минпромторга Василий Осьмаков. При этом министерство считает, что доля экспорта должна составлять до 30% к 2035 году.

Как выполнять обязательные требования по экспорту пока не слишком понятно, остается открытым и вопрос по поиску рынков для такого экспорта. Возможно, логичным было бы сконцентрироваться на внутреннем производстве и обеспечении внутреннего спроса на российском рынке, а при достаточной его конкурентоспособности вопрос об экспорте был бы выгоден для компаний без дополнительных требований и ограничений.

«Задача эффективной стратегии дальнейшего развития возобновляемой энергетики, включая задачу развития локального производства генерирующего оборудования с ориентацией на экспорт, состоит в том, чтобы отдать приоритет тем элементам оборудования, объемы производства которых возможно максимизировать и, благодаря эффекту масштаба, обеспечить эффективное ценообразование как для внутреннего, так для внешних рынков», – считают в Ассоциации развития возобновляемой энергетики. По мнению ассоциации,

на этапе становления нового для российской экономики промышленного кластера важной задачей является обеспечение устойчивого внутреннего спроса на оборудование в объеме не менее 60% от производственной мощности. При обеспечении в рамках новой программы

поддержки ВИЭ ежегодного объема строительства от 1 ГВт, эти задачи могут быть решены.

Что не так с ВИЭ в России?

У России нет амбициозной цели догнать Европу по доле ВИЭ ни на государственном, ни на бытовом уровне. Официальным приоритетом обозначается создание конкурентоспособной на внутреннем и внешнем рынке отрасли.

Основными предпосылками неразвитости ВИЭ является наличие запасов газа как более дешевого источника, по сути «молодость» отрасли, отсутствие масштабной поддержки на государственном уровне на фоне явной ориентации российской энергетики на углеводороды, а также ряд других технологических и экономических факторов.

Если в других странах первые программы государственной поддержки сектора, предполагающие немалые инвестиции, начались относительно давно, то в России первая программа ДМП ВИЭ заработала лишь в 2013 году. Полноценно же она начала функционировать в 2015 году после нескольких корректировок, напоминает Ассоциация развития возобновляемой энергетики. «В России во главе угла механизма поддержки стоит задача развития собственного промышленного производства оборудования для такой генерации. Решение абсолютно оправдано, так как позволит России занять свою нишу в растущем мировом рынке ВИЭ, который к 2030 году прибавит больше 30%», – отмечает ассоциация. По ее мнению, теперь необходимо

предпринимателям совмещать передачу электроэнергии и оперативно-диспетчерское управление с деятельностью по производству, купле-продаже электроэнергии в одной ценовой зоне оптового рынка, длительная процедура согласования подключения ВИЭ к централизованным сетям, которая может занимать до 1 года. Среди проблем, тормозящих развитие ВИЭ, аналитики называют высокую стоимость аренды под промышленные нужды и дотации из бюджета для северных районов на компенсацию энерготарифов, которые снижают конкурентоспособность ВИЭ в этих регионах. Если в мире в прошлом году, по данным BloombergNEF, солнечная и ветряная энергия уже были самыми дешевыми. То в России, по данным

Добыча лития в Боливии

Источник: tourister.ru



обеспечить устойчивый и стабильный рынок уже созданным в России локализованным производствам оборудования для сегмента ВИЭ.

Основным механизмом поддержки сектора сейчас является ДМП, которая, по сути, позволила «с нуля» создать новую отрасль. Однако сейчас многие эксперты говорят о «закрытости» этого рынка и необходимости разработки новых механизмов для розничного рынка электроэнергии в свете ВИЭ.

По мнению экспертов КРМГ, факторами, влияющими на развитие ВИЭ в России, являются: недостаточный уровень развития регуляционной поддержки, в том числе по механизмам ДПМ, недостаточный льготный период по банковским гарантиям (2 года), требования по локализации, штрафные санкции при нарушении сроков ввода мощностей, запрет юрлицам и индивидуальным

этого же исследования, самым дешевым источником, как и в 2014 году, остается газ.

По словам главного макроэкономиста Julius Baer Норберта Рюкера, которые приводила газета «Ведомости», по мере перехода альтернативной энергетики к более зрелой стадии, «зеленая» энергетика становится конкурентоспособной и без субсидий. Это является переломным моментом для всего рынка.

В 2018 году среднемировая стоимость электроэнергии от новых биоэнергетических объектов составила 0,062 доллара (3,82 руб.) за кВт·ч, геотермальная – 0,072 доллара (4,43 руб.) кВт·ч, гидро – 0,047 доллара (2,9 руб.) за кВт·ч, а морских ветроустановок – 0,056 доллара (3,45 руб.) за кВт·ч (данные IRENA). Организация уверена, что стоимость производства энергии за счет ветра и солнца продолжит



снижаться, и уже в 2020 году солнечные панели и ветроустановки обеспечат производство более дешевой энергии по сравнению с ископаемыми, в то время как морские ветроустановки и технология CSP будут предлагать электроэнергию по цене 0,06–0,1 доллара за кВт·ч (3,7–6,16 руб.).

Однако и мы не стоим на месте – по данным Ассоциации развития возобновляемой энергетики, стоимость «зеленой» энергии в России уже дешевле нового строительства традиционной генерации. Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) ряда проектов ВИЭ опустилась ниже 5,8 руб./кВт·ч против 6 и более рублей за кВт·ч тепловой и атомной генерации. «Средняя себестоимость кВт часа в проектах солнечной и ветроэнергетики в России пока остаётся выше средних показателей в традиционной энергетике, но, учитывая тенденции по снижению стоимости оборудования, разрыв будет быстро сокращаться», – отмечает ассоциация.

Условия для конкуренции создал как раз механизм поддержки через конкурсные отборы. Как сообщили в ассоциации, с 2015 года заявляемые на таких тендерах капитальные вложения в строительство 1 кВт генерации ВИЭ сократились более чем в 2 раза. При этом средневзвешенный показатель себестоимости генерации в заявленных проектах ВИЭ снизился более чем на 40%. «Учитывая высокую конкуренцию, тренд на удешевление строительства сохранится, и разрыв с традиционной генерацией будет сокращаться. Средневзвешенный уровень CapEx проектов ВЭС на отборах в России уже ниже среднемировых значений (1300 долл. США/кВт против 1500 долл. США/кВт)», – уверены эксперты АРВЭ.

По итогам последнего состоявшегося в 2019 году отбора в рамках программы ДПМ до 2024 года, строительство одного киловатта ветростанций обойдется в 64,9 тысяч руб., солнечных – 49,8 тысяч руб.

Чем быстрее дешевеет «зеленая» энергия, тем быстрее будут отменяться и дотации ее со стороны государства. Практически сравнялась стоимость электроэнергии из возобновляемых и традиционных источников в Евросоюзе, США, в Индии, – одной из крупнейших энергосистем мира – дотации на солнечные панели уже отменены. Китай также заявил о достижении паритета солнечной энергетики с угольной, намереваясь перейти к более организационным, чем финансовым, мерам поддержки.

Баркин из «Совета рынка» считает, что для ветряной энергетики паритет по стоимости наступит быстрее, чем по солнечной, прогнозируя, что в 2029–2030 годах и России надо будет пересматривать меры поддержки ВИЭ, благодаря достижению паритета с другими источниками.

Между тем, Минэнерго России хочет отказаться от нерыночных надбавок для объектов ВИЭ к 2035 году, говорил глава ведомства Александр Новак. По его словам, на сегодняшний день доля нерыночных добавок в цене электроэнергии составляет около 14%, в том числе надбавка идет на оплату более высокого тарифа возобновляемых источников энергии.

Кроме того, по словам Баркина, более 40% из стоимости программы ДПМ в 1,8 млрд рублей для потребителей – это стоимость обслуживания капитала, которая в России остается достаточно высокой.

По итогам состоявшегося в 2019 году отбора по программе ДПМ до 2024 года, строительство одного киловатта ветростанций обойдется в 64,9 тысяч руб., солнечных – 49,8 тысяч руб.

Копить на накопитель

По мнению экспертов Moody's, обратной стороной повышенного внимания к локализации оборудования для альтернативной энергетики является его дороговизна. Компании, строящие генерацию на базе ВИЭ, имеют доступ к ограниченному числу производителей местного оборудования, что не позволяет им воспользоваться самыми последними и дешевыми технологическими разработками в мире.

Кроме того, говорят участники рынка и об избыточности мощностей в России, в результате чего на значительной части страны спрос на новые объекты достаточно ограничен.

Однако основная претензия к ВИЭ заключается в нестабильности работы и, соответственно, поставок. При небольших объемах выработки энергосистема справляется с колебаниями, однако по мере увеличения доли ВИЭ будет расти и волатильность поставок энергии, так что на первый план выйдут вопросы сохранения и перераспределения энергии.

Нестабильность выработки энергии и зависимость от внешних факторов делают все более актуальным вопрос накопления электроэнергии. На сегодняшний день технологическую возможность накопления энергии в промышленных масштабах могут массово обеспечить лишь гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). В настоящее время ГАЭС активно развивают Китай, Япония, Германия, Испания, США. В целом в 2018 году мощность ГАЭС составила 121 ГВт, подсчитала IRENA.

В России, где имеется единственная ГАЭС, а решения по остальным либо законсервированы, либо до сих пор не приняты, наиболее перспективным

для строительства гидроаккумулирующих станций представляется Дальний Восток. Но этот регион удален от основных потребителей энергии. Вместе с тем, представляется вполне реальным и даже необходимым использование ГАЭС в нашей стране, в том числе и в изолированных районах, таких, как, например, Сахалин. В конце 2019 года «РусГидро» заявила о намерении построить три ГАЭС мощностью до 10 ГВт для обеспечения надежности энергосистемы в условиях развития ВИЭ. По подсчету аналитиков, опрошенных «Коммерсантом», стоимость проектов может превысить 17 млрд долларов.

Основные надежды энергетиков сейчас связаны с развитием систем накопления энергии (СНЭ). По прогнозу BloombergNEF, к 2040 году установленная мощность накопителей энергии в мире вырастет в 122 раза – до 1095 ГВт, а суммарная емкость без ГАЭС – до 2550 ГВт. Вопрос массового прихода накопителей в энергетику – дело нескольких лет, считают многие эксперты.

Однако, по оценке МЭА, аккумуляторы для хранения имеют смысл внедрять начиная с доли ВИЭ в энергобалансе от 20%, то есть России до этого момента еще очень далеко. Однако, по оценкам UBS, в ближайшее десятилетие затраты на сохранение энергии уменьшатся по меньшей мере в два раза. А значит, не заставит себя ждать и развитие технологий по производству аккумуляторов для сохранения произведенной альтернативной энергии. А вот появятся ли такие технологии в России без нужной господдержки и ориентации игроков на внутренний, закрытый рынок оборудования, ограниченной требованиями по локализации – это большой вопрос.

Использованные источники

- <https://www.eprussia.ru/epr/365/7590190.htm>
- <https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/14/rise-renewables-oil-firms-decades-earlier-think>
- <https://www.bloomberg.com/graphics/2019-can-renewable-energy-power-the-world/>
- <http://geoenergetics.ru/2019/09/27/razvitie-vie-energetiki-v-rossii/>
- <https://www.rusnano.com/upload/images/sitefiles/files/%D0%A0%D0%9E%D0%A1%D0%9D%D0%90%D0%9D%D0%9E%20%D0%9F%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B5%D0%BD%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F%20%D0%9E%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BB%D1%8C%20%D0%92%D0%98%D0%AD%20%D0%B2%20%D0%A0%D0%A4.pdf>
- https://www.kommersant.ru/doc/3807101?from=doc_vrez
- <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/11/07/815623-dolya-zelenoi-energii>
- <https://www.bloomberg.com/graphics/2019-can-renewable-energy-power-the-world/>
- https://www.eurekalert.org/pub_releases/2019-12/cp-cec121219.php
- <https://www.un.org/en/chronicle/article/how-renewable-energy-can-be-cost-competitive>
- <http://www.renewable-energysources.com/>
- <https://www.oilandgas360.com/cleantech-trends-2019-renewable-energy-costs-decline/>
- https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf?la=en&hash=8187FooE87173BC653DEDA566C7A4A88EAD9514A
- <https://www.greentechmedia.com/articles/read/woodmac-renewables-to-supply-53-of-europes-power-by-2030>
- <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables#abstract>
- <https://www.bloomberg.com/graphics/2019-can-renewable-energy-power-the-world/>
- <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>
- <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41533>

Д.А. СОЛОВЬЕВ
D.A. SOLOVYEV

УДК 661.961

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

**Дмитрий Александрович
СОЛОВЬЕВ**
Старший научный сотрудник
ФГБУН «Объединенный
институт высоких температур
РАН» (ОИВТ РАН), к. ф.-м. н.,
e-mail: dsolp@ya.ru

Dmitry SOLOVYEV
Senior Fellow of the Federal
State-Financed Scientific
Institution «Joint Institute
for High Temperatures of the
Russian Academy of Sciences»
(JIHT RAS), Candidate of Physical
and Mathematical Sciences
e-mail: dsolp@ya.ru

DEVELOPMENT OF THE HYDROGEN ENERGY TECHNOLOGIES



Аннотация. В статье представлен обзор современных тенденций в области развития водородных энергетических технологий. Рассмотрены проблемы и перспективы применения водородных технологий в отечественной энергетике и их возможная роль в повышении эффективности использования генерирующих мощностей в России.

Ключевые слова: водородная энергетика, водородная экономика, водородные технологии.

Введение

Развитие мировой энергетики достигло такого уровня, при котором проблемы климатических и экологических изменений приобретают статус системных ограничений устойчивого развития. Все чаще на первый план выходит вопрос о становлении нового понимания роли нетрадиционных или альтернативных энергетических ресурсов. Полезные ископаемые не в состоянии обеспечить энергетическую безопасность цивилизации даже в текущем XXI веке, а представления о неисчерпаемости ресурсов Земли, о способности окружающей среды выдерживать любую антропогенную нагрузку, все быстрее уходит в прошлое. Дальнейшее развитие цивилизации требует поэтапного перехода к более эффективным и безопасным энергоресурсам, одним

из которых является водород и энергетические водородные технологии.

Сегодня в мире производство и потребление водорода растет примерно на 3,5% в год при общем объеме использования более 100 млн т (рис. 1). Водород применяется во многих сферах экономической деятельности, перечень которых постоянно расширяется. Цена особо чистого водорода на рынке превышает стоимость технического водорода в 2–3 раза.

Большинство прогнозов по производству и потреблению водорода в качестве энергетического топлива делает ставку на развитие технологий производства, сжижения, хранения и транспортировки водорода, а также необходимость использования более чистых видов топлива.

Современные технологии и развитие водородной энергетики

По данным Европейской комиссии, странами-лидерами в области роста инвестиций в развитие водородной энергетики являются США, Япония, страны Евросоюза, Южная Корея и Китай.

Евросоюз и Япония при усовершенствовании водородных технологий делают акцент, в первую очередь, на улучшение экологических качеств этого топлива, в то время как США, прежде всего, стремятся к повышению энергетической безопасно-

сти и удобству использования. Китай, во многом, развивает водородные технологии желая достичь мирового технологического лидерства.

По прогнозам аналитиков, к 2050 году водородные технологии могут удовлетворить около четверти всех топливных потребностей Европы. Они обеспечат энергию, достаточную для заправки 42 миллионов легковых автомобилей, более полутора миллионов грузовиков и четверти миллиона автобусов [2]. Чтобы полностью использовать потенциал водорода, ЕС включил его в перечень шести стратегических направлений, требующих приоритетных политических решений и инвестиций.

Несмотря на огромный потенциал сектора, развитие инфраструктуры для водородной экономики остается сложнейшей задачей. Активизировать усилия в этом направлении призвана Объединенная технологическая инициатива по топливным элементам и водороду «Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking», созданная при участии Еврокомиссии, промышленности и ученых.

В энергетических дебатах водород все чаще рассматривается как ключ к успеху энергетического перехода. Эксперты из Международного энергетического агентства (IEA) подсчитали, что примесь всего 20% водорода в европейскую газовую сеть приведет к сокращению выбросов CO₂ на 60 миллионов тонн в год. Для сравнения, столько Дания эмитирует за целый год.

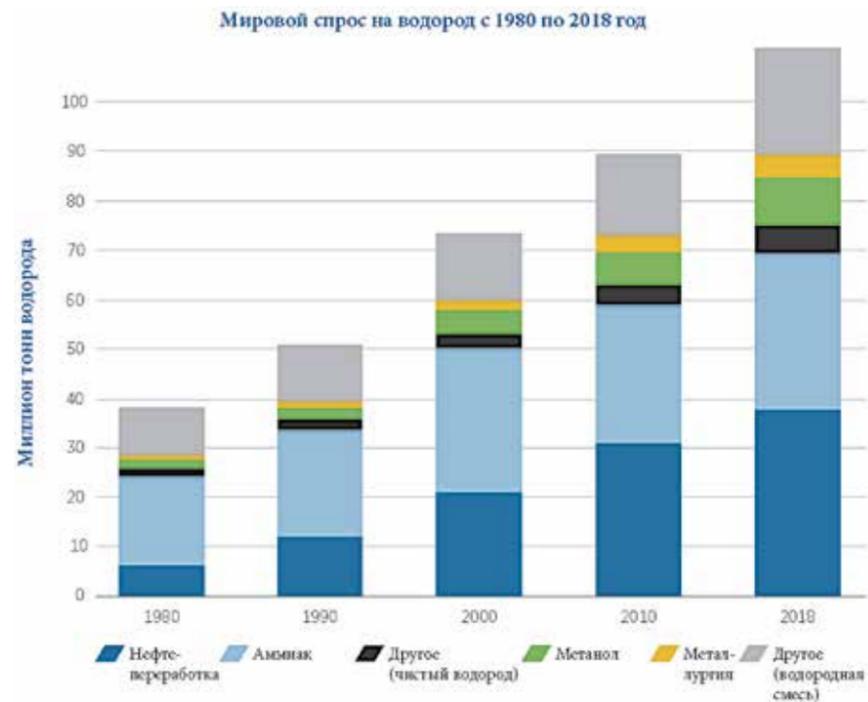
Abstract. The article provides an overview of current trends of hydrogen energy technologies. The research examined the problems and prospects of the application of hydrogen technologies in the domestic energy sector and their possible role in increasing the efficiency of using generating capacities in Russia.

Keywords: hydrogen energy, hydrogen economy, hydrogen technologies.

Когда говорят об экологически чистом, «зеленом» водороде, обычно имеется в виду его получение методом электролиза на основе возобновляемой электроэнергии. Однако, в последнее время появились и другие новые технологические разработки. Исследователи из Технологического института Карлсруэ (KIT) в Германии разработали эффективный процесс пиролиза метана в промышленных масштабах [3]. Пиролиз метана позволит использовать ископаемый природный газ без вреда для окружающей среды: метан будет разделяться на газообразный водород и твердый углерод, который является ценным сырьем для различных отраслей промышленности и также может безопасно храниться.

Две провинции Нидерландов, Гронинген и Дренте, планируют совместно создать на своих территориях «Водородную долину» [4]. Разработан

Рис. 1.
Динамика роста
и структура спроса
на водород в мире



Источник: [1]

план развития водородной энергетики до 2030 г. стоимостью 2,8 млрд евро, основанный на использовании «голубого» водорода, получаемого из воды с помощью возобновляемых источников энергии. «Зелёный» водород предполагается производить традиционным способом – конверсией природного газа. Образующийся в процессе углекислый газ должен закачиваться под землю для исключения парниковых выбросов. Подобные технологические процессы уже отработаны в производстве на малых установках и пока обходятся достаточно дорого. Авторы плана рассчитывают снизить себестоимость производства и транспортировки водорода благодаря эффекту масштаба.

План включает 33 конкретных проекта, среди которых – строительство подземного водородного хранилища в соляных пещерах в Зюйд-вендинге, создание сети водородных заправочных станций, добавление водорода и синтез-газа в существующие газопроводы и так далее. В проектах будут участвовать Shell, Nuon, Engie, BioMCN (производитель биометанола), Gasunie (оператор газопроводной сети) и другие компании. Бизнес готов взять на себя часть затрат, ожидая, что остальные средства поступят из бюджетов Нидерландов и Евросоюза.

Мощность установок для электролиза воды планируется довести сначала до 1 МВт, а затем – до ги-

гаваттного уровня. Кроме того, в планах разработка и строительство «водородных» ветровых турбин со встроенными электролизёрами. Электростанцию в Эмсхавене (1,32 ГВт) планируют частично перевести с природного газа на водород. После этого подземное хранилище водорода превратится в огромный аккумулятор энергии. С этого года в национальное законодательство начнут вводить поправки, необходимые для развития водородной энергетики.

Однако, по мнению специалистов, план разрабатывался скорее из имиджевых, чем экономических соображений.

В Великобритании начинается пилотный проект, в рамках которого водород будет добавляться в трубопроводный газ, используемый для отопления [5]. Сначала этот эксперимент затронет 130 домов. В случае успеха он будет расширен. Основной целью является снижение выбросов

углекислого газа. В качестве альтернативы рассматривался переход к электрическому отоплению, но это решение оказалось слишком дорогим. Использование водорода в качестве примеси может потенциально снизить выбросы углекислого газа по стране на 6 миллионов тонн в год. Northern Gas Networks, поставщик газа для северной Англии, запустил разработку проекта теплоснабжения, где в качестве топлива используется водород. Переход

с природного газа на водород потребовал инвестиций в размере 25 миллионов фунтов. Водород будет производиться из природного газа. Пилотные проекты перехода на водород в теплоснабжении планируются в конце 2020 г. В случае успеха возможно внедрение этой технологии в масштабах страны.

Интенсивно ведутся разработки новых водородных технологий в сфере переработки пластиковых отходов. Компания по переработке отходов Waste2Tricity намерена подать заявку на размещение завода по переработке пластиковых отходов в водород [6]. Если заявка будет одобрена, объект, расположенный в Чешире, будет первым в своем роде на территории Соединенного Королевства. Планируется, что завод по переработке пластиковых отходов в водород стоимостью 7 миллионов фунтов стерлингов (9,1 миллиона долларов) будет занимать 54 акра (около 22 га). Ожидается, что он сможет обрабатывать до 25 тонн пластиковых отходов в день и производить одну тонну водорода и 28 мегаватт-часов электроэнергии. Согласно информации Waste2Tricity, завод сможет перерабатывать практически любой вид пластика, включая упаковку, жесткий пластик и даже использованные шины.

Процесс переработки, который делает это возможным, называется распределенной модульной газификацией (DMG). Он был разработан компанией PowerHouse Energy. Процесс DMG включает разме-

щение пластиковых отходов в герметичной камере, где пластмассы нагреваются до чрезвычайно высоких температур. Эта сверхвысокая температура превращает твердый материал в синтез-газ (CO+H₂). Синтез-газ используется в другой камере для генерирования чистого водорода, который может использоваться в качестве автомобильного топлива.

Сначала установка будет использовать водород, который она вырабатывает, для производства

В 2019 году Китайская водородная ассоциация выпустила Белую книгу о китайской водородной энергетике. Планируется, что до 2025 года объем производства водородной промышленности достигнет 148 млрд долларов

электроэнергии на месте. После модернизации водород можно будет распределять для других целей по трубопроводу или использовать для заправки транспортных средств.

В июне 2019 г. Китайская водородная ассоциация China Hydrogen Alliance выпустила Белую книгу о китайской водородной энергетике и топливных элементах, согласно которой в краткосрочной перспективе в период с 2020 по 2025 гг. объем производства водородной промышленности достигнет 148 млрд долларов, а парк автомобилей на топливных элементах в Китае составит 50 тысяч с 200 водородными заправками [7]. В 2026–2035 гг. объем



Автомобиль на водородном топливе

Источник: Hydrogen Council

промышленного производства в отрасли вырастет до 740 млрд \$, количество водородных автомобилей достигнет 15 млн а заправок водорода – 1500 станций. К 2050 г. водород будет составлять 10% от энергопотребления Китая (60 млн тонн H₂/год), совокупная выручка от производства водорода достигнет 1480 млрд \$.

За первые семь месяцев 2019 года установленная мощность водородных топливных элементов в Китае выросла на 642,6% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года (до 45,9 МВт), несмотря на прекращение государственных субсидий для новых энергетических транспортных средств (NEVs). Производство и продажи автомобилей на водородных топливных элементах выросли в 8,8 раза

го класса с целью создания надежной производственной цепочки для HFCV транспорта. На базе водородной энергетической гавани сформируется промышленный кластер площадью 2,15 кв. км и объемом выручки 7,23 млрд долларов в год.

По данным Bloomberg, китайские инвестиции в водородный транспорт до 2023 года составят более 17 млрд долларов, из которых 7,6 млрд долларов вложит Китайская национальная корпорация тяжелых грузовиков [8]. Деньги пойдут на создание водородных автомобилей на заводе в провинции Шаньдун на восточном побережье страны. Также будет налажено масштабное производство топливных элементов, построена сеть высокотехнологичных АЗС и создана цепь поставок. Водородные авто-

Водородные технологии в России

На сегодняшний день в России темпы развития водородных технологий невысоки [9]. Это объясняется тем, что климатическая повестка и декарбонизация пока играют малозначительную роль в энергетической стратегии России, что существенно сдерживает развитие не только водородных, но вообще любых низкоуглеродных технологий.

Несмотря на это, в России есть собственные технологические разработки и перспективный внутренний спрос на водородные технологии.

Развивающийся водородный рынок, очевидно, будет конкурировать с рынками углеводородов. Это один из глобальных вызовов для углеводородной экономики России, который создаст высокие риски замедления национальной экономики.

Ответом на подобные вызовы может стать встраивание водородных технологий в российскую энергетическую стратегию и стратегию низкоуглеродного развития, в основе которой будет лежать поддержка технологического развития, долгосрочного спроса и рынка, а также стимулирование международных инвестиций.

Развитие водородных технологий и топливных элементов определены российским правительством в качестве приоритетных для дальнейшего развития национальной экономики, что означает их развитие на приоритетной основе и финансирование проектов на государственном уровне и на уровне крупных коммерческих структур.

В соответствии с энергетической стратегией Россия вступила в фазу инвестиций в инновации и постепенной замены устаревшего оборудования в производстве, за которой последует фаза инновационного роста [10]. Дальнейшее развитие отраслей энергетики России будет характеризоваться постепенным становлением новой низкоуглеродной энергетики.

В декабре 2018 года госкорпорация «Росатом» приняла решение о включении водородной энергетики в перечень приоритетных направлений технологического развития в составе отраслевого национального проекта и подготовке комплексной программы НИОКР по ее реализации [11]. Было предложено создать на базе ВНИИАЭС центр ответственности за интегрированный заказ технических решений для атомно-водородной энергетики.

Во ВНИИАЭС разработаны технические предложения и проведена технико-экономическая оценка создания и использования в составе отдельных атомных станций автономных модулей по производству и накоплению водорода для дальнейшего использования в энергоснабжении, промышленности и транспорте. Речь идет о создании в России основы для атомно-водородной энергетики, нового стратегического направления развития

технологий. Мировой рынок коммерческого водорода и водородных технологий активно растет. Как показывают предварительные расчеты, к 2050-му году потребление водорода в качестве источника энергии увеличится десятикратно, и в глобальном энергетическом балансе водород должен занять 15–20%. Одной из первоочередных и непростых задач является разработка пилотных проектов по возможной дозагрузке генерирующих мощностей ряда АЭС (например, Кольской и готовящейся к вводу в эксплуатацию ПАТЭС) для производства и продажи товарного водорода. Водород может найти применение для заправки грузового транспорта на водородных топливных элементах, в качестве теплоносителя в автономных пунктах производства электроэнергии и тепла для удаленных районов.

В октябре 2019 года на совещании в Минэнерго России при участии «Ростеха», «Газпрома», «СИБУРа», «Росатома» было впервые принято решение разработать Национальную программу развития водородной энергетики. Согласно докладу Инфраструктурного центра (ИЦ) EnergyNet «Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива», прогнозируется масштаб-

Одной из первоочередных задач является разработка проектов по возможной дозагрузке ряда АЭС для производства и продажи водорода



Электролизер для производства водорода из воды

Источник: CambridgeBayWeather / Wikipedia

(1106 единиц) согласно информации департамента по применению аккумуляторных батарей Китайской промышленной ассоциации источников энергии (CIAPS). Топливные элементы преимущественно применяются для автобусов и автомобилей специального назначения, а не легковых машин, поскольку Пекин активно поддерживает региональные власти в реализации водородных программ в транспортной сфере. К 2030 году Китай планирует иметь 2 миллиона автомобилей на водородных топливных элементах (HFCV).

Шанхай собирается построить в районе Цзядин «Водородную энергетическую гавань» мирово-

мобилю идеально дополняют электрические, для которых Китай уже стал самым большим рынком.

Китай, крупнейший автомобильный рынок в мире, твердо намерен сделать транспортную отрасль экологически безопасной. Правительство страны уже вложило миллиарды долларов в развитие электромобилей, а теперь готовит аналогичные меры поддержки для машин на водородном топливе. Согласно планам, в течение десяти лет на китайские дороги должен выйти 1 млн водородных машин: масштабный парк коммерческого транспорта на водороде появится через пять лет, а пассажирского – через десять.

Баллоны с водородом

Источник: scanrail / Depositphotos.com



ное развитие экспортного потенциала водорода. Сценарий развития накопления электроэнергии в водородном цикле EnergyNet предусматривает возможность получения экспортной выручки в объеме \$1,7–3,1 млрд за счет более низких цен уже к 2025 году. Это позволит претендовать на 10–15 % мирового рынка водорода в перспективе 2030 года.

По расчетам Acil Allen Consulting и ИЦ EnergyNet, Россия сможет предложить Японии как наиболее вероятному импортеру водород по \$3,38/кг против \$4,6/кг из Австралии и Катара и \$5,2–5,4/кг из США и Норвегии. По мнению авторов доклада, «пилотный проект может быть развернут на базе гидроэнергетических или ветроэнергетических мощностей на Дальнем Востоке, например, с использованием строящейся Усть-Среднеканской ГЭС им. Дьякова или ветрогенераторов на о. Сахалин». На совещании в Минэнерго решено определить пилотным регионом Сахалинскую область.

Водород также может повысить эффективность использования генерирующих мощностей в России, считают авторы доклада, и решить проблему запертых мощностей. EnergyNet полагает, что средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) генерирующих мощностей за счет загрузки резервов производства водорода вырастет на 5–7 % к уровню 2017 года, а затраты на энергоснабжение на удаленных и изолированных территориях снизятся на 27–30 %.

В настоящее время в России водородная энергетика перешла на вторую стадию своего развития: с разработки компонентов и экспериментальных установок мощностью до 10 кВт к стадии демонстрационных образцов большей мощности (до 100 кВт) и постепенной их коммерциализации.

Заключение

Ключевым моментом успешной реализации концепции «водородной экономики» будет наличие дешевых, экологически приемлемых и целесообразных методов получения водорода [12]. Очевидно, что в силу глобальных тенденций, связанных с «экологизацией» энергетики, наиболее логично было бы для получения такого экологически чистого энергоносителя как водород использовать возобновляемые источники энергии.

Технико-экономические оценки возможности крупномасштабного производства электролизного водорода за счет «избыточной» электроэнергии (в том числе за счет выработки ГЭС и ПЭС изолированных энергосистем РФ) показывают,

что производство и реализация водорода может оказаться полезным для повышения экономической эффективности целого ряда существующих электростанций [13]. При этом ГЭС и ПЭС могут работать в базисном режиме и с максимальным коэффициентом использования установленной мощности, а покрытие неравномерностей графика нагрузки осуществляется с использованием водородо-кислородных парогенераторов и металлгидридных аккумуляторов водорода [14].

Перспективным представляется производство водорода в Арктическом регионе на базе крупных централизованных энергетических комплексов.

По расчетам Acil Allen Consulting и ИЦ EnergyNet, Россия сможет предложить Японии водород по \$3,38/кг против \$4,6/кг из Австралии и Катара и \$5,2–5,4/кг из США и Норвегии

Доступность требуемых для организации производства ресурсов, возможность утилизации парниковых газов, экспорта готовой продукции и обеспечение северных территорий экологически чистым топливом открывают новые горизонты для производства водорода в Арктике [15].

Крупными потребителями водорода, производимого за счет электроэнергии, могут стать как отечественные НПЗ при решении задач повышения глубины нефтепереработки, так и многие иностранные в экспорте сжиженного водорода в страны восточной Азии (Япония, КНР). Чтобы обеспечить бурно растущий спрос на энергию в Азиатско-Тихоокеанском регионе, коммерчески доступная новая водородная энергетика потребует уже через 1–3 года.

Международное агентство возобновляемой энергии (IRENA) выпустило доклад «Водород из возобновляемого электричества. Технологический прогноз для энергетической трансформации», в котором исследуется роль водорода в энергетической системе будущего [16]. Водородная тема на сегодняшний день довольно глубоко исследована, и в мире существует понимание, что возобновляемый, то есть произведенный из ветровой или солнечной электроэнергии методом электролиза водород, в будущем займёт важное место в экономике. Использование водорода для «промежуточного хранения» избыточной (в периоды низкого спроса и высокой выработки) электроэнергии, производимой переменными ВИЭ, во многих моделях считается необходимым элементом энергосистемы с большой и стопроцентной долей возобновляемых источников энергии, обеспечивающим её маневренность. Текущие направления развития водородной энергетики диктуются экономическими потребностями мирового рынка и требованиями повышения экологической ответственности энергетики.

Мост Наньпу, Шанхай



Источник:
wangsong / Depositphotos.com

Использованные источники

- Hydrogen: A renewable energy perspective [Электронный ресурс] // <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>. 2019. 52 с.
- Ученые ЕС приближают эру водородной экономики [Электронный ресурс] // <https://eenergy.media/2020/01/27/uchenye-es-priblizhayut-eruvodorodnoj-ekonomiki/>. 2020.
- Technologie K.I. fuer Wasserstoff aus Erdgas ohne CO₂-Emissionen [Электронный ресурс] // http://www.kit.edu/kit/pi_2019_wasserstoff-aus-erdgas-ohne-co2-emissionen.php. Karlsruhe Institut fuer Technologie, 2019.
- Цветастый водород. Красочное будущее европейской энергетики [Электронный ресурс] // <https://gisprofi.com/gd/documents/tsvetastyj-vodorod-krasochnoe-budushchee-evropejskoj-energetiki.html>. 2019.
- Energy networks prepare to blend hydrogen into the gas grid for the first time [Электронный ресурс] // <https://www.telegraph.co.uk/business/2018/01/06/hydrogen/>. 2019.
- UK to get its first waste plastic-to-hydrogen recycling plant [Электронный ресурс] // <http://www.hydrogenfuelnews.com/uk-to-get-its-first-waste-plastic-to-hydrogen-recycling-plant/8537310/>. 2019.
- Preview: The hydrogen economy in China [Электронный ресурс] // https://www.gasworld.com/preview-the-hydrogen-economy-in-china/2017616.article?fbclid=IwAR1ZGK2U1fa-A6cVKdOIEj7C9y2TFdTLohRmW4bnGXVHLa1e1soARMFGYao#.XUR9b7_MbwU.facebook. 2019.
- China's Hydrogen Vehicle Dream Chased by \$17 Billion of Funding – Bloomberg [Электронный ресурс] // <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-06-27/china-s-hydrogen-vehicle-dream-chased-by-17-billion-of-funding?srnd=premium-europe>. 2019.
- Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию [Электронный ресурс] // https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf. 2019. 62 с. DOI: 10.13140/RG.2.2.15540.91524.
- Министерство Энергетики. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Российская Федерация, 2009.
- ВНИИАЭС готовит проекты по водородной энергетике [Электронный ресурс] // <https://gisprofi.com/gd/documents/vniiaes-gotovit-proekty-po-vodorodnoj-energetike.html>. 2019.
- Субботин С.А., Щепетинина Т.Д. Водородный цикл как условие функционирования энергоэффективной экономики [Электронный ресурс] // <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=3456>. 2011.
- Соловьев Д.А. Комплексная оценка эффективности использования гидроэнергетических ресурсов для производства сжиженного водорода на восточных и северных территориях Российской Федерации. Москва: Издательство ООО «РА-Ильф», 2013. С. 57–70.
- Соловьев Д.А. К вопросу об использовании водородных технологий в приливной энергетике [Электронный ресурс] // http://www.elektro-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/elektro/doc_2015/alt_energy_article_conditions-rus-01.doc. 2013. С. 269–275.
- Бушнев В.В., Зайченко В.М., Моргунова, М.О. Соловьев, Д.А. Чернявский А.А. Потенциал ВИЭ в Арктике: новые задачи / под ред. Алхасов А.Б. Махачкала: ФГБУН Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, 2017. С. 94–99.
- IRENA. Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition [Электронный ресурс] // <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>. 2018. № September. С. 1–52.

А. ПОГОСЯН
A. POGOSYAN

УДК 502.174.3:620.9

ВОДОРОДНЫЙ ПЕРЕДЕЛ: ЕСТЬ ЛИ МЕСТО «ПЕРВОМУ ЭЛЕМЕНТУ» В ГАЗОВОМ МИРЕ?

Арсений ПОГОСЯН
Обозреватель журнала
«Энергетическая политика»
e-mail: pogosyanas@minenergo.gov.ru

Arceny POGOSYAN
Observer of Energy Policy
e-mail: pogosyanas@minenergo.gov.ru

HYDROGEN REDISTRIBUTION: IS THERE A PLACE FOR THE «FIRST ELEMENT» IN THE GAS WORLD?



Аннотация. Нынешний флагман топливной экологичности – природный газ, похоже, в скором времени начнет терять статус чистого источника энергии. Желтая майка лидера в ближайшие 20 лет может перейти к первому среди всех химических элементов таблицы Менделеева – водороду. В статье анализируется, как быстро это сможет произойти и с какими проблемами сталкивается процесс производства водорода.

Ключевые слова: водород, энергетика, газ.

Ведущие автомобильные компании уже больше 20 лет разрабатывают различные концепты легковых машин на водородном топливе, некоторые из них даже внедрены в серийное производство. В прошлом году компания Sinot Yacht Architecture & Design даже представила новую супер-яхту, использующую в качестве топлива жидкий водород. Главной «фишкой» этого судна стали два герметичных резервуара, наполненных водородом, охлажденным до –253 градусов Цельсия. По замыслу разработчиков, охлажденный водород при взаимодействии с кислородом генерирует энергию для двух двигателей мощностью 1 мегаватт. При этом, единственным выбросом яхты является вода. Судно способно развивать скорость до 17 узлов в час (32 км/ч) и проплывать

примерно 6 тысяч километров без дозаправки. Официальный запуск на воду этой яхты должен состояться в 2024 году. Неудивительно, что покупку этого супер-экологичного пятипалубного корабля тут же приписали миллиардеру Биллу Гейтсу. Слухи, правда, были быстро опровергнуты.

Появление подобных новостей в известных СМИ – показатель начинающегося глобального энергетического перехода на планете, цель которого – уменьшение негативного воздействия на окружающую среду за счет декарбонизации мировой экономики.

Первый элемент

На текущий момент, водород остается мало востребованным источником энергии у человечества. По итогам 2018 года объем его производства не превысил 70 млн тонн, что буквально капля в сравнении с 4,4 млрд тонн нефти и 3,86 трлн кубометров метана.

Но в будущем водород предопределен стать топливом. Он самый распространенный элемент не только на Земле, но и во всей Вселенной. Его теплота сгорания достигает 120 МДж/кг. У ближайшего конкурента – метана, по большому счету природного газа, она втрое меньше – 56 МДж/кг. При сгорании водорода образуется чистая вода, что делает его наиболее экологичным видом то-

плива. Это полностью соответствует мировой климатической повестке, требующей от энергетиков радикального снижения, а в отдельных регионах и вовсе обнуления «углеродного следа».

Особенности сгорания водорода выделяет его среди других альтернативных источников энергии, например, биотоплива. К примеру, бум биотоплива в Европе закончился, не начавшись, в том числе и потому, что при сжигании этилового спирта производится углекислота. Хотя этот вид топлива стал

прекрасной альтернативой дизелю в некоторых странах, к примеру, Бразилии.

По мнению ряда специалистов, именно благодаря водороду удастся побороть глобальное потепление и радикально снизить парниковые выбросы. Если верить отчету аналитического центра Мирового совета по водороду (Hydrogen Council) – а в него входят более 20 государств и около 60 корпораций, в том числе и энергетических – для того, чтобы замедлить рост потепления до 2 градусов к 2050 году, будет достаточно перевести

прекрасной альтернативой дизелю в некоторых странах, к примеру, Бразилии.

По мнению ряда специалистов, именно благодаря водороду удастся побороть глобальное потепление и радикально снизить парниковые выбросы. Если верить отчету аналитического центра Мирового совета по водороду (Hydrogen Council) – а в него входят более 20 государств и около 60 корпораций, в том числе и энергетических – для того, чтобы замедлить рост потепления до 2 градусов к 2050 году, будет достаточно перевести

Abstract. The current flagship of fuel-friendly ecology – natural gas, it seems, will soon begin to lose its status of a clean energy source. In the next 20 years, the yellow leader's shirt can go to the first among all the chemical elements of the periodic table – hydrogen. The article analyzes how quickly this can happen and what problems the process of hydrogen production faces.

Keywords: hydrogen, energy, gas.

400 млн частных автомобилей, 15–20 млн грузовиков и 5 млн единиц общественного транспорта на водородное топливо.

Пока этот переход только начинается, традиционные сферы применения водорода остаются довольно ограниченными и редко выходят за рамки заводского забора. Больше всего водород востребован в нефтепереработке, химической промышленности, металлургии, а также, частично, при производстве ракетного и автомобильного топлива. Только для производства аммиака и метанола, по разным оценкам, уходит до 80% от производимых сегодня 70 млн тонн. Впрочем, этот спрос постепенно, но растет – всего 30 лет назад его мировое производство не превышало 20–25 млн тонн.

Входящие в Hydrogen Council страны вряд ли хотели бы останавливаться на достигнутом – они видят миссию водорода не просто как второстепенного

Рис. 1.
Энергетические свойства водорода в сравнении с различными видами топлива



Источники: DNV GL (Det Norske Veritas & Germanischer Lloyd)

реагента на производстве, а как ключевой элемент энергетической революции в мировой экономике. Если тот же природный газ, как правило, прочат в замену нефти и углю, то водород, уверенны в Совете, способен заменить всех их вместе взятых, учитывая его почти теоретически неиссякаемые запасы, получаемые как из традиционных энергоресурсов, так

и из главного источника жизни на планете – воды. На водороде способны работать ТЭС, ГЭС, металлургические заводы. Везде, где уже есть природный газ. По данным МЭА, почти 25% электроэнергии в мире производится на тепловых электростанциях из природного газа, в России этот показатель достигает 47%. Здесь заметное преимущество водородных элементов перед традиционными – возможность обеспечения энергоснабжения изолированных территорий, куда не дотягиваются сети.

Водород уже сегодня активно используют в процессах нефтепереработки и нефтехимии. С его помощью осуществляются процессы гидрокрекинга и гидроочистки. В будущем планируется применение водорода для очистки нефти. Утверждается, что водород, в каком-то смысле, совместим даже с углем и бензином. Совместное сжигание аммиака и угля может снизить углеродную интенсивность существующих традиционных угольных электростанций, а подмешивание водорода в бензин – нейтрализовать вредные выбросы, лишив противников двигателя внутреннего сгорания последних аргументов против.

Более того, водород можно использовать не только в качестве источника, но и накопителя энергии. В форме сжатого газа, аммиака или синтетического метана водород может становиться аккумулятором. Уже в обратном процессе, при соединении водорода с кислородом из атмосферного воздуха, мы получим электричество, тепло и воду.



Яхта на водороде

Источник: light-craft.fr



Стратосфера

Источник: studio023 / Depositphotos.com

В плане производства водород, пожалуй, будет самым гибким источником энергии. В настоящее время наиболее выгодными методами производства водорода являются газификация угля и паровая конверсия природного газа. Водород можно получить еще как минимум тремя способами – с помощью пиролиза нефти, электролиза воды и ее же термохимического разложения. Фактически, с появлением хотя бы нескольких источников его получения, необходимость потребителю договариваться с одним-единственным хозяином такого ресурса отпала – при наличии средств и технологий водород, в теории, можно синтезировать почти на пустом месте. Конечно, такие технологии не могли не заинтересовать ведущие экономики мира, являющиеся при этом и одними из крупнейших потребителей первичного топлива. Наиболее больших успехов в этом направлении смогли добиться Германия, Япония и США, которые последовательно выполняют собственные программы по развитию водородной энергетики.

Водород можно использовать не только в качестве источника, но и накопителя энергии. В форме сжатого газа, аммиака или синтетического метана водород может становиться аккумулятором

Трудности перевода

Собственная программа по водороду у Германии появилась еще в 2006 году. В ней был заложен план по достижению 1000 заправочных водородных станций к 2030 году. Первые заметные достижения, впрочем, появились уже в следующем десятилетии.

В сентябре 2018 года машиностроительная компания Alstom запустила на северо-западе Германии первый в мире поезд, работающий на водородных топливных элементах, Coradia iLint. Прокатка прошла успешно, и сейчас технологии дорабатываются.

И все же пионером транспортного трека принято считать не Германию, а Канаду, первой в мире интегрировавшей водород в городской транспортный автопарк. Канадская компания Ballard поставила первые ячейки на автобусы Ванкувера еще в 1995 году, до сих пор работающие исправно. С 2005 года аналогичные технологии активно используются в Нидерландах, Испании, Италии, Люксембурге и в Исландии. Единственная проблема, с которой они сталкиваются,

Промышленный генератор водорода



Источник: ПЕРВЫЙ ИНЖЕНЕР

это небольшой запас хода, уступающий двигателю внутреннего сгорания. Водородные баллоны относительно компактны и имеют меньшую эффективность при небольших масштабах, чем газовые емкости.

Своя мини-программа появилась даже у Великобритании, крупного потребителя газа в Европе. С целью вдвое сократить выбросы парниковых газов до 2050 года страна приняла решение в будущем использовать газовое хозяйство под водород. В отчете «Переход на водород» британского объединения инженеров и технологов The Institution of Engineering and Technology, опубликованном в июне 2019 года, отмечается, что к 2030 году большая часть британской газовой сети, которая сейчас состоит из металлических труб, превратится в полиэтиленовую. Это позволит без масштабных инвестиций пускать в сеть водород. Технологии производства водорода, вероятно, к этому моменту должны достичь значительного развития.

Сегодня доля водорода, производимого из природного газа, в ЕС, достигает 80–95%. Это формирует значительный объем выбросов CO₂, что противоречит самой концепции водородной энергетики как наиболее «зеленой»

Пока одни активно осваивали транспорт, на другом конце света, в Чили, уже в 2017 году компания Enel Green Power Chile запустила первую в мире стопроцентно чистую коммерческую микросеть электроэнергии. Работу сети обеспечивает комплекс гибридных накопителей, состоящий из солнечной электростанции, а также системы водородных и литиевых батарей.

В отличие от стран ЕС, США в деле развития водородной генерации сконцентрировались скорее

не на технологиях использования, а на методах получения водорода. Правда, пока значительных прорывов в этом направлении публично не зафиксировано.

Наиболее масштабной программой, пожалуй, обладает Япония, поставившая водород в ранг основного топлива будущего для всей страны. Программа основана на трех столпах – энергосбережения, энергетической безопасности и снижении нагрузки на окружающую среду. Уже сегодня в Стране восходящего солнца по дорогам ездят 2,5 тыс. автомобилей с водородными топливными ячейками, здесь исправно работает большая сеть водородных АЗС, есть несколько тысяч бытовых автономных водородных станций. В целях обеспечения энергобезопасности страна прорабатывает одновременно несколько сценариев развития водородной энергетики, и в будущем не исключает закупки водорода из других стран, к примеру, Австралии.

Впрочем, именно недостаток источника для производства водорода пока остается главным камнем преткновения для более широкого распространения водорода в мире. Из-за того, что в чистом виде в природе водорода нет, его приходится выделять. Пока синтез водорода из того же природного газа остается наиболее доступным – как технологически, так и экономически – способом производства водорода. Таким образом один энергоресурс уходит на производство другого.

Сегодня доля водорода, производимого из природного газа в нефтехимической и химической отраслях промышленного сектора ЕС, достигает 80–95% от всего производимого водорода. Это формирует значительный объем выбросов углекислого газа, что, по сути, противоречит самой концепции водородной энергетики, которая должна способствовать решению проблем экологии. Кроме того, из газа не убираются различные примеси, сера, которые при попадании в атмосферу тоже вредят экологии.

Такие «мелочи» становятся большим камнем преткновения перед потенциальными инвесторами в водородные технологии. Более того, среди многих до сих пор преобладает осторожное, консервативное отношение к проблеме глобального изменения климата и идее брать на себя серьезные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. Если же говорить не об отдельных инвесторах, а о странах, то далеко не все пока готовы тратить значительные средства на преференции для производителей водородной техники. Особенно страны, имеющие в своем распоряжении большие нефте- и газоперерабатывающие мощности.

10 % счастья

Роль России в развитии водородных технологий пока более чем скромная, несмотря на общеизвестные достижения в относительно недавнем прошлом. Именно в СССР в конце 1980-х годов был создан первый самолет с одним из двигателей на водородном топливе на базе авиалайнера Ту-154. Кроме того, жидкий водород активно использовали и как топливо для американской (Space Shuttle) и советской («Буран») космических программ.

С распадом Союза акцент естественным образом сменился к более коммерчески-возможным проектам, особенно тем, что находятся «под крылом» крупных производителей первичной энергии. Именно декарбонизация природного газа на основе водородных технологий, с использованием технологии Power to Gas являются технологиями завтрашнего дня для газодобывающей промышленности, заявил экс-зампред правления «Газпром» Александр Медведев во время Петербургского газового форума в прошлом году. Хорошо известно, что при транспортировке даже такого экологически чистого источника энергии, как газа, в атмосферу просачивается углекислый газ. Чтобы снизить такие загрязнения до нуля будет достаточно добавление всего около 10% водорода к природному газу, утверждал Александр Медведев и подчеркивал, что данная инициатива отлично вписывается в ло-

гику Парижского соглашения по климату, одним из пунктов которого является снижение выбросов углекислого газа в атмосферу.

Но подобные инициативы едва ли являются отражением всего потенциала России как одного из крупнейших в мире производителей природного газа – главного и наиболее доступного на сегодня источника водорода. Понимая это, с осени прошлого года Минэнерго России работает над созданием собственной Национальной программы развития водородной энергетики. В будущем, программа будет обсуждаться на стратегических сессиях Инфраструктурного центра EnergyNet. Она должна будет включать в себя, по заявлениям руководства министерства, как научно-технологические, так и регуляторные задачи на пути к первенству России в новых энергетических технологиях. При условии участия в гонке технологий, Россия заметно превосходит своих соседей не только по сырью, но и по доступности к крупнейшим потенциальным потребителям.

Именно в СССР в конце 1980-х годов был создан первый самолет с одним из двигателей на водородном топливе на базе авиалайнера Ту-154



Трамвай на водородном топливе в Санкт-Петербурге

Источник: Skyscrapercity.com

По мнению экспертов инфраструктурного центра EnergyNet, развитие водородной энергетики в России в период 2025–2035 годов потенциально может сформировать в стране рынок объемом до \$ 2,2–3,9 млрд и приносить по \$ 1,7–3,1 млрд прибыли в год за счет чистого экспорта до 2 млн тонн водорода. К этому моменту, мировой рынок достигнет уже \$ 26 млрд годового оборота.

Пока декарбонизация не стала мейнстримом в российской энергетической политике, место драйвера развития спроса на водород может занять транспортный сектор. Водородный электротранспорт имеет все шансы стать выгоднее аккумуляторного, снижающего свою эффективность и запас хода при понижении температуры. В этом направлении

Еще один успешный проект «взлетел» на авиасалоне МАКС-2019 – малый самолет «Сигма-4» на водородной тяге представил Центральный институт авиационного моторостроения им. Баранова. Водород в двигателе этого самолета не сжигается, а вступает в электрохимическую реакцию с кислородом, производя электроэнергию для вращения винта. Хотя разработчикам и удалось доказать, что энергоэффективность водородной установки здесь была в 2,8 раза выше, чем при сжигании керосина, водородная силовая установка занимает в самолете как минимум одно пассажирское место, что пока серьезно ограничивает ее эффективность.

Второе, но не менее перспективное направление развития водородной энергетики в России – это ав-

Самолет «Сигма-4»

Источник: aviaturistu.ru



производства водородных топливных элементов уже работает, к примеру, компания VMPower.

Как ни странно, но первым показавшим свою эффективность водородным транспортом пока стал не автомобиль или грузовая фура – а трамвай. В ноябре 2019 года петербуржцы могли наблюдать красный водородный трамвай, на протяжении нескольких недель проходивший испытания на рельсах северной столицы. Его опытную модель создали специалисты государственного предприятия «Горэлектротранс» и Центрального научно-исследовательского института судовой электротехники и технологии ЦНИИ СЭТ. Среди очевидных экономических преимуществ такого «водородного» трамвая – существенное снижение затрат на контактную и кабельную сети, а также тяговые подстанции, что выливается в 25–30% экономии в обслуживании.

тономная генерация на базе топливных элементов на удаленных объектах, таких, как вышки сотовой связи, оборудование, которое обслуживает магистральные газопроводы и нефтепроводы и т. д.

Крупнейшие российские энергетические компании – «Газпром» и «Росатом» – уже работают над технологиями получения водорода с минимальным углеродным следом. Несколько исследовательских центров и компаний, в том числе Институт проблем химической физики РАН, Центр автономной энергетики МФТИ, топливная компания «Росатома» «ТВЭЛ» усиленно и где-то совместно развивают технологии топливных элементов. При этом, компании относительно жестко разграничивают зоны своего интереса.

К примеру, «Росатом» ведет работу над развитием двух основных методов производства водорода – электролиза и паровой конверсии метана. В будущем, при условии удачной апробации тех-

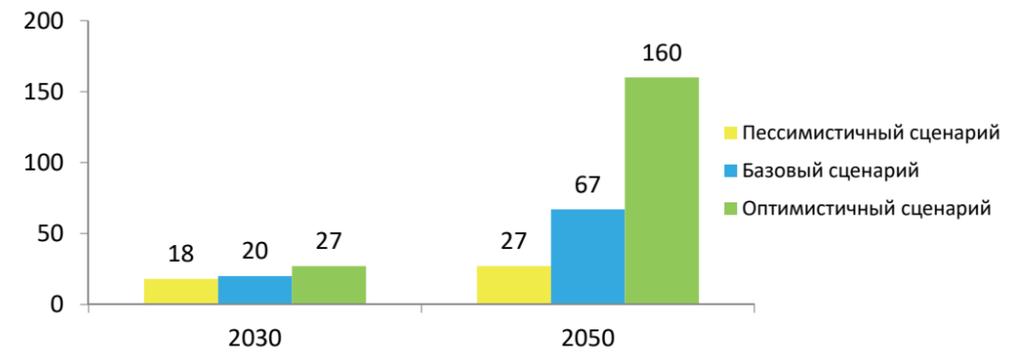


Рис. 2. Мировой рынок «коммерческого» водорода, млн т

Источники: ГК «Росатом», MarketsandMarkets, Hydrogen Council, Technavio, EMIS

нологии, новое чистое топливо можно будет опробовать на железнодорожном транспорте Сахалинской области – соответствующей договоренности компании («Росатом», «РЖД», «Трансмашхолдинг» и правительство Сахалинской области) достигли в сентябре 2019 года. В перспективе, российский водород ждут и в Японии, о чем «Росатом Оверсиз» и Агентство по природным ресурсам и энергетике Министерства экономики, торговли и промышленности Японии договорились в том же месяце.

Российская газовая монополия, в свою очередь, работает над созданием инновационных технологий разложения природного газа на водород и углерод без выбросов углекислого газа, а также над использованием водорода на транспорте и над его хранением. Для этого «Газпром» запатентовал и тестирует собственный способ получения водорода из метана с применением адиабатической конверсии при использовании метано-водородной смеси на собственные нужды на компрессорных станциях.

Высокие ожидания

Несмотря на то, что роль научной составляющей в развитии водородной энергетики велика, в краткосрочной перспективе именно коммерческая успешность пилотных водородных технологий определит их дальнейшую судьбу.

Пока для водорода большим минусом, значительно тормозящим его развитие по сравнению с той же газовой энергетикой и СПГ-технологиями, является стоимость разработки «пилотов». По оценкам экспертов, развитие водородных технологий пока требует ежегодных инвестиций в 20–25 млрд долларов. Такая высокая стоимость, мягко говоря, ставит под сомнение реальность всех заявленных проектов и достижений. С этими выводами согласны даже специалисты аналитического центра Hydrogen Council, активно лоббирующего водородные технологии.

По мнению аналитиков центра, разработки все же имеют право на жизнь хотя бы благодаря растущему

спросу на водород, который к 2030 году может достигнуть 18–27 млн т, а к 2050 году – уже 27–160 млн т. Оценив всю выгоду и экологическую безвредность новых технологий, Европа к этому моменту переведет на водород как минимум четверть всего своего авторынка. Локомотивом рынка, конечно же, планирует выступить Китай, собирающийся вложить в водородные АЭС и разработку водородного транспорта более \$ 17 млрд до 2023 года.

Что же до России, то столь бурный на первый взгляд ренессанс водородных технологий станет, скорее, лишь признаком изменения структуры спроса на энергоресурсы, включая замещение углеводородов другими видами энергии. Этот процесс был запущен еще в прошлом десятилетии с появлением ВИЭ, и водород на этом пути – лишь один из видов перспективного, но пока слишком дорогого экологического удовольствия. Как и с ВИЭ, самым правильным в этой связи будет начать с наработки технологий производства, причем, необязательно сразу коммерчески успешных – на первых этапах компетенция важнее конкурентоспособности.

Зародившийся мировой водородный рынок, безусловно, будет конкурировать с рынками углеводородов, на которых крепко закрепилась Россия. Лучшим ответом на такие вызовы станет

Для водорода большим минусом, тормозящим его развитие по сравнению с газовой энергетикой, является цена разработки «пилотов». Развитие водородных технологий требует ежегодных инвестиций в 20–25 млрд долларов

встраивание водородных разработок в российскую энергетическую стратегию и, в целом, в стратегию низкоуглеродного развития. Водородное топливо само по себе вряд ли станет панацеей от углеродных выбросов – это лишь один из многих способов более эффективного и безопасного использования энергии и решения глобальных задач обеспечения растущих энергетических потребностей всего человечества.

П.М. БОБЫЛЕВ, М.М. ДЫГАН
P.M. BOBYLEV, M.M. DYGAN

УДК 551.583:621.31

АДАПТАЦИЯ К ИЗМЕНЕНИЯМ КЛИМАТА: НОВЫЙ ВЫЗОВ РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Пётр Михайлович БОБЫЛЕВ
Заместитель директора
департамента развития
электроэнергетики
Министерства энергетики
Российской Федерации
e-mail: bobylevpm@minenergo.gov.ru

Petr BOBYLEV
Deputy Director of the Department
of Electric Power Development
e-mail: bobylevpm@minenergo.gov.ru



Михаил Михайлович ДЫГАН
Директор проекта Отдела
администрирования проектов
Департамента управления
проектами ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России, к.т.н.
e-mail: dyganmm@minenergo.gov.ru

Michail DYGAN
project leader, Rosenergo
e-mail: dyganmm@minenergo.gov.ru



ADAPTATION TO THE CLIMATE CHANGE: THE NEW CHALLENGE FOR RUSSIAN ELECTRICITY

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы, связанные с адаптацией к изменениям климата электроэнергетического комплекса России. Особое внимание уделяется систематизации вызовов и возможностей при устойчивом развитии энергосистемы России.

Ключевые слова: изменения климата, адаптация, Парижское соглашение, низкоуглеродное развитие, государственная энергетическая политика.

Подъем глобальной температуры тропосферы Земли большинство ученых связывают с трансформацией состава атмосферного воздуха, обусловленного деятельностью человека. Теория парникового эффекта основана на поглощении теплового излучения в тропосфере такими газами, как диоксид углерода, метан, закись азота, озон и хлорфторуглероды. Увеличение концентрации основных парниковых газов многие ученые обуславливают интенсивным ростом выбросов в атмосферу в результате сжигания органического и углеводородного топлива. Сущность парникового эффекта заключается в поглощении этими газами длинноволнового (инфракрасного) излучения, исходящего от Земли, и повышении за счет этого температуры

в тропосфере с одновременным охлаждением стратосферы.

Существуют и другие точки зрения на причины потепления климата. Немало ученых, которые ставят под сомнение существование связи глобального повышения температуры с антропогенными выбросами [1–4]. Отдельные исследователи склоняются к тому, что приоритетная роль в климатических изменениях на Земле принадлежит глубинным движениям водных масс в океане, в частности, развитию мощного природного течения, получившего название «Эль-Ниньо» [5].

Ряд ученых считает, что рост температуры воздуха обусловлен изменением солнечной активности [2], из-за чего и наблюдается повышенное поступление углекислого газа в атмосферу из биоты.

При такой трактовке процесса роста поступлений углекислого газа в атмосферу Земли учение о техногенном влиянии на климат через парниковый эффект становится неочевидным. Эта позиция во многом подтверждается сравнением количества углекислого газа, по-

Рост углекислого
газа в атмосфере
из-за
техногенного
влияния
неочевиден.
Техногенные
поступления CO₂
по массе уступают
естественным

ступающего в атмосферу: техногенные поступления по массе значительно уступают естественным. С учетом вышесказанного становится понятно, почему Международная конференция по проблеме климата, состоявшаяся в Копенгагене (Дания) в декабре 2009 г., не пришла к согласованному мнению по вопросу влияния на климат парникового эффекта техногенного происхождения.

Несмотря на существование различных точек зрения, по всеобщему признанию, необходимо четко представлять причины, характер и последствия этого явления, и если не предотвратить, то по крайней мере адаптироваться к последствиям таких изменений климата.

Для постановки задачи адаптации к изменениям климата необходимо установить качественные и количественные характеристики присутствия объектов электроэнергетики на территории России, а также определить географические и природно-климатические характеристики их размещения.

Генерация энергии и тепла производится на всей территории нашей страны, но приурочено к густонаселенным и промышленным районам (тепловые электрические станции – ТЭЦ, ГРЭС) либо к крупным водным объектам (гидроэлектростанции – ГЭС).

На конец 2019 года в составе Единой энергетической системы (ЕЭС) России работали семь Объединенных энергетических систем (ОЭС). В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит

Abstract. The article discusses issues related to adaptation of Russian energy sector to the climate changes. Particular attention is paid to the systematization of challenges and opportunities in the sustainable development of the Russian energy system.

Keywords: climate change, adaptation, Paris Agreement, low-carbon development, state energy policy.

около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. Совокупная установленная мощность российских электростанций с учетом технологически изолированных энергосистем по состоянию на конец 2019 г. составляет 246 342,45 МВт [6].

К изолированным относятся энергорайоны, расположенные в энергосистемах Чукотского автономного округа, Камчатской, Сахалинской и Магаданской областей, Норильско-Таймырского и Николаевского энергорайонов, энергосистемы центральной и северной частей Якутии. Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10 700 линий электропередачи класса напряжения 110–1150 кВ [7].

Линии электропередачи напряжением 0,4–1150 кВ имеют общую протяженность порядка 3 млн км, в том числе электрические сети класса напряжения 220–1150 кВ – 158,14 тысяч км. Потери электрической

энергии в российских электросетях при ее передаче и распределении достигают, в зависимости от региона, от 11% до 40% полезного отпуска [8].

Объекты получения тепла и энергии, а также, особенно, системы передачи электроэнергии везде уязвимы, и их надо рассматривать в целом, без выделения отдельных физико-географических и природно-климатических особенностей. Они преимущественно расположены в густонаселенных районах, где любая техногенная авария затронет значительное количество людей.

Скорость потепления Земли составляет 0,166 °С/10 лет за 1976–2012 гг. и 0,075 °С/10 лет за 1901–2012 гг. Для России скорость потепления достигает +0,43 °С/10 лет, но есть существенные межсезонные различия

На единичных объектах, расположенных в труднодоступных районах, техногенные аварии затронут меньшее количество людей. В то же время, в изолированных энергорайонах последствия аварий для населения будут тяжелее. И как раз в изолированных энергорайонах ожидается повышенная (по сравнению с густонаселенной частью России) повторяемость опасных явлений и большее изменение климатических характеристик и гидрологического режима рек, потенциально пригодных для размещения малых ГЭС.

Очевидно, что будет необходимо уточнить и актуализировать карты климатического районирования и метеорологические параметры, принимаемые в расчет для обеспечения безопасности сооружений топливно-энергетического комплекса, как про-

ектируемых, так и эксплуатируемых. Например, для линий электропередач в правилах устройства электроустановок [9] указано, что «определение расчетных климатических условий, интенсивности грозовой деятельности и пляски проводов для расчета и выбора конструкций воздушных линий электропередачи (ВЛ) должно производиться на основании карт климатического районирования с уточнением по региональным картам и материалам многих наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов управлений гидрометеослужбы

и энергосистем за скоростью ветра, интенсивностью и плотностью гололедно-изморозевых отложений и температурой воздуха, грозовой деятельностью и пляской проводов в зоне трассы сооружаемой высоковольтной линии. При обработке данных наблюдений должно быть учтено влияние микроклиматических особенностей на интенсивность гололедообразования и на скорость ветра в результате действия как природных условий (пересеченный рельеф местности, высота над уровнем моря, наличие больших озер и водохранилищ, степень залесенности и т. д.), так и существующих или проектируемых инженерных сооружений (плотины и водосбросы, пруды-охладители, полосы сплошной застройки и т. п.)».

Глобальное потепление конца XX – начала XXI веков является основной особенностью современного климата. Индикатором современных изменений выступает глобальная осредненная по всему земному шару температура приземного воздуха. По данным наблюдений, средняя скорость потепления для земного шара составляет 0,166 °С/10 лет за 1976–2012 гг.

Билибинская АЭС

Источник: РОСЭНЕРГОАТОМ

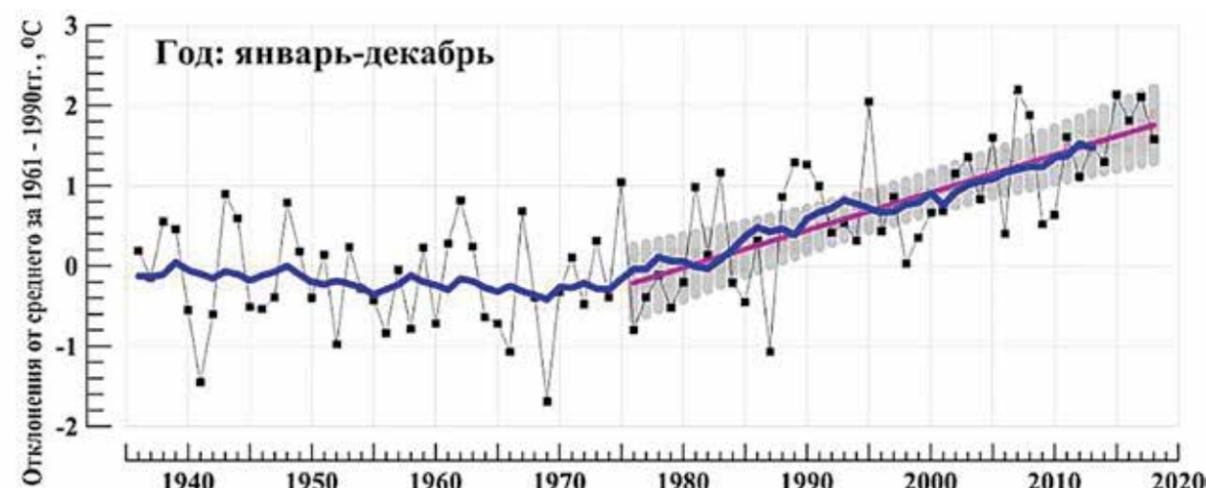


Рис. 1. Средние годовые температуры приземного воздуха (°С), осредненные по территории России, 1936–2018 гг. [22]

Примечание: Аномалии рассчитаны как отклонения от среднего за 1961–1990 гг. Показаны также 11-летнее скользящее среднее, линейный тренд за 1976–2018 гг. с 95%-й доверительной полосой [22]

и 0,075 °С/10 лет за 1901–2012 гг. В целом для России, среднегодовая скорость потепления составляет +0,43 °С/10 лет, но есть существенные межсезонные различия трендов [10].

На рисунке 1 показан временной ряд среднегодовых аномалий температуры приземного воздуха, осредненных по территории России. Из рисунка видно, что наиболее интенсивный период потепления приходится на временной промежуток 1976–2012 гг.

Россия по сравнению с другими странами, в том числе странами арктического региона, обладает более развитой инфраструктурой в районах распространения многолетних мерзлых пород (ММП). Помимо нескольких городов с численностью населения более 100 тыс. человек, здесь имеются автомобильные и железные дороги, аэропорты, способные принимать крупные авиалайнеры, речные и морские порты на крупных реках и на Арктическом побережье, протяженные линии электропередач, единственная в мире Билибинская атомная электростанция, построенная на многолетнемёрзлых грунтах, и разветвленная сеть трубопроводов, общая протяженность которых только лишь в Сибири превышает 350 тысяч километров [11].

Режимы эксплуатации объектов инфраструктуры, в том числе объектов электроэнергетики, в зоне распространения вечной мерзлоты и за ее пределами различны. Обычно, инфраструктура в районах вечной мерзлоты имеет меньший расчетный срок эксплуатации в силу того, что она подвержена более

интенсивному износу. Большую роль здесь играет увеличение температуры мерзлых пород [12].

Индекс геокриологического риска (I_г) имеет сложное пространственное распределение. В области наибольших значений I_г попадают Чукотка, бассейны верхнего течения Индигирки и Колымы, юго-восточная часть Якутии, значительная часть Западно-Сибирской равнины, побережье Карского моря, Новая Земля, а также часть криолитозоны

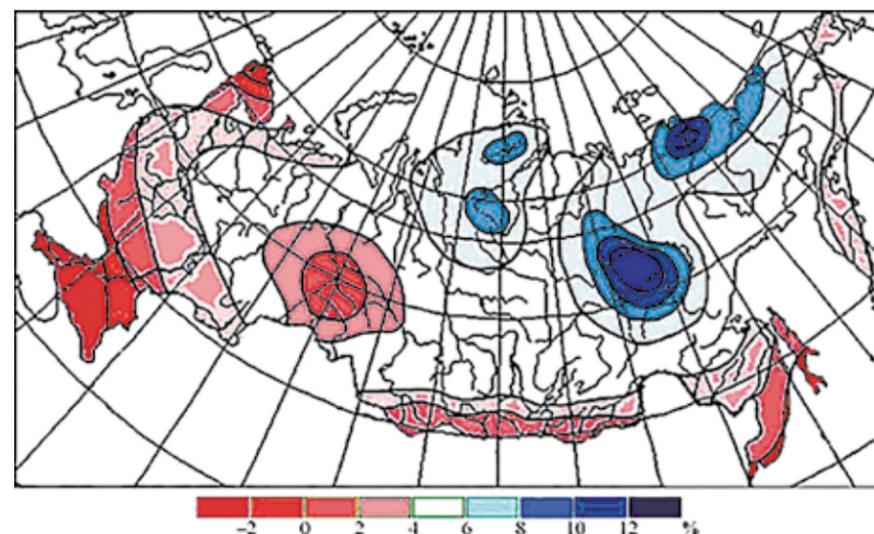
Деградация вечной мерзлоты на побережье Карского моря может привести к усилению береговой эрозии, за счет которой берег ежегодно отступает ежегодно на 2–4 метра

с островным распространением вечной мерзлоты на севере Европейской территории России (ЕТР) [21]. В этих районах имеется развитая инфраструктура, в частности газо- и нефтедобывающие комплексы, система трубопроводов «Надым – Пур – Таз» на северо-западе Сибири, Билибинская атомная станция и связанные с ней линии электропередач от поселка городского типа Черского на Колыме до города Певека на побережье Восточно-Сибирского моря [21]. Деградация мерзлоты на побережье Карского моря может привести к значительному усилению береговой эрозии, за счет которой

в настоящее время берег отступает ежегодно на 2–4 метра. Особую опасность представляет ослабление вечной мерзлоты на Новой Земле, в зонах расположения хранилищ радиоактивных отходов [21].

Увеличение числа суток с экстремально высокими значениями температур воздуха в летний сезон негативно скажется на процессе передачи электроэнергии, приводя к уменьшению исходной передаваемой мощности. При превышении температуры +25 °С передаваемая мощность уменьшается

Рис. 2.
Изменение выработки электроэнергии на ГЭС в середине XXI века по сравнению с периодом 1981–2000 гг. [17]



на 2,25% на 1 °C [13], потери на ЛЭП составляют 0,4% на 1 °C. Кроме того, при превышении температуры до +35 °C возникает опасность перегрева линий электропередач (ЛЭП), что может привести к прекращению передачи электроэнергии [14].

Рост зимних экстремально сильных осадков, который наблюдается на большей части территории Российской Федерации, также оказывает отрицательное воздействие на машинное оборудование [13]. Увеличение повторяемости сильных дождей, которое наблюдается в последние годы, может привести к более частым замыканиям в цепи и увеличить повторяемость аварий на ЛЭП. На протяжении XXI века ожидается усиление отмеченных тенденций.

Опасность для ЛЭП представляют также грозы, однако, в последние десятилетия ярко выраженного тренда грозовой активности не наблюдается.

Также угрозой для функционирования ЛЭП вызывают наводнения, лавины и оползни, которые могут привести к повреждениям кабеля, подстанций и другого оборудования ЛЭП [13]. Частота этих явлений в последние десятилетия увеличивается, тенденции сохраняются и в будущем [10].

Атомные электростанции (АЭС) менее подвержены воздействию высоких температур и росту интенсивности осадков, т. к. степень защиты на них довольно высока [13]. Обязательным при проектировании объектов атомной энергетики является учет экстремальных метеорологических переменных [15]. При проведении инженерных и гидрометеорологических изысканий опасные гидрометеорологические явления делятся на три класса по степени опасности: от I класса (особо

опасные процессы) до III класса (не представляющий опасности процесс) [13]. Увеличение повторяемости опасных гидрометеорологических явлений при изменении климата может увеличить степень опасности для комплекса зданий и сооружений АЭС. Наиболее опасными для АЭС являются смерчи и ураганы.

Прогнозируемое увеличение притока воды к водохранилищам крупных ГЭС России в целом благоприятно скажется на выработке электроэнергии в стране. Однако, если объем воды окажется выше нормы, предусмотренной на водохранилище, могут потребоваться дополнительные сбросы, которые могут быть опасны для населенных пунктов, расположенных ниже по течению. Так, вследствие увеличения стока в зимний период, может быть необходим пересмотр режима работы отдельных водохранилищ и каскадов для создания оптимальных условий регулирования стока с учетом запросов всех водопользователей и минимизации возможных неблагоприятных экологических и социальных последствий [10]. По оценкам [16], потенциал выработки гидроэнергии в Скандинавии и Северной России увеличится на 15–30% по сравнению

с концом XX века. Прогноз изменений выработки гидроэлектроэнергии на середину XXI века по ансамблю Модели общей циркуляции атмосферы и океана (МОЦАО) в условиях сценария A2, в соответствии с номенклатурой МГЭИК [20], представлен на рисунке 2. Как видно, на большей части страны изменения составляют от –2 до 8%.

Значительное воздействие на гидроэнергетику в последние десятилетия произошло в бассей-

Сильные изменения в последние десятилетия произошли в бассейне Волги. Увеличение зимнего стока в 1978–2010 годах здесь составило 70–120% по сравнению с 1946–1977 гг.

не Волги. Увеличение зимнего стока за период 1978–2010 гг. здесь составило 70–120% по сравнению с 1946–1977 гг. Приток к водохранилищам Волжско-Камского каскада ГЭС (ВКК) увеличился на 8–26% [18], практически для всех водохранилищ – за счет зимних месяцев. Суммарная среднегодовая выработка электроэнергии девяти ГЭС ВКК возросла на 13%, суммарная среднезимняя мощность 90%-ной обеспеченности – на 47% [10]. Возросла также обеспеченность навигационных уровней воды в верхних бьефах гидроузлов Волжско-Камского каскада.

Для успешной работы АЭС требуется вода для охлаждения системы, поэтому их функционирование зависит от количества водных ресурсов. Так, дальнейшее уменьшение водных ресурсов на юге может привести к уменьшению доступности воды для охлаждения и понижению порогового уровня отключения, что может оказаться существенным для электростанций южного региона, например, для Ростовской АЭС.

Для оценки воздействий и будущих последствий изменения климата в Минэнерго России использован подход на основе относительных изменений по градациям степени воздействия. Оценка климатической уязвимости объектов ТЭК проводилась по методике, используемой в международном проекте CLICC (Country level impact of climate change [https://www.unenvironment.org/explore-topics/climate-change/what-we-do/climate-adaptation/world-adaptation-science-programme-3]) в 2015–2016 гг., а также в рамках российско-британского двустороннего проекта, проводившегося в 2016–2017 гг. «Росгидрометом» при участии Государственного гидрологического института совместно с британской компанией Ricardo AEA.

Разработанная методология предлагает представлять произошедшие и прогнозируемые воздействия изменений климата в виде таблиц, приведенных ниже (таблица 1 – для уже произошедших воздействий и таблица 2 – для прогнозируемых воздействий). В таблицах представлены воздействия и последствия изменений климата для различных отраслей ТЭК и их технологических операций. В столбце 2 описаны кратко сами климатические воздействия и характерные для них изменения в ТЭК. Степень уязвимости, представленная в столбце 3 таблицы, оценивалась по трем градациям – «высокая», «средняя» и «низкая».

В исходной методике, предлагалось оценивать уязвимость в зависимости от трех типов воздействия – природное, социальное и экономическое. Влияние изменений климата на топливно-энергетический комплекс, в том числе электроэнергетику, в основном выражается в экономическом воздействии. Для данного типа воздействия ме-

ЛЭП во время экстремальных морозов



Источник: saz1977 / Depositphotos.com

тодика предполагает оценку по стоимости затрат на восстановление систем от наблюдаемого/прогнозируемого климатического эффекта. Поскольку такой количественной информации о стоимости затрат, связанных с борьбой с климатическими эффектами (например, стоимость ремонта фундаментов, подверженных таянию вечной мерзлоты), недостаточно, степень уязвимости во многих случаях оценивалась по процентным соотношениям произошедших/прогнозируемых в отраслях ТЭК изменений следующим образом:

- низкая степень уязвимости – произошедшие и прогнозируемые изменения климата приводят к изменениям в элементах ТЭК менее чем на 10%;
- средняя степень уязвимости – произошедшие и прогнозируемые изменения клима-

Технологическая операция	Наблюдаемые воздействия изменения климата и соответствующие им изменения в ТЭК	Степень воздействия	Степень уверенности	Временной период оценки
1	2	3	4	5
ЛЭП	Увеличение повторяемости опасных гидрометеорологических явлений и сильных осадков – увеличение повторяемости аварий на ЛЭП	Средняя	Низкая	1981–2000
	Увеличение максимальных температур воздуха – увеличение опасности перегрева ЛЭП, уменьшение генерируемой мощности	Низкая	Низкая	-
Потребление	Потепление климата – сокращение продолжительности отопительного периода – уменьшение энергопотребления	Низкая	Высокая	2001–2015

Таблица 1. Уязвимость объектов электроэнергетики к воздействию наблюдаемых изменений климата

*Примечание: Благоприятные воздействия изменений климата

та приводят к изменениям в элементах ТЭК на 10–30 %;

- высокая степень уязвимости – произошедшие и прогнозируемые изменения климата приводят к изменениям в элементах ТЭК более чем на 30 %.

Аналогичный подход был применен и в российско-британском проекте при оценке воздействий на инфраструктуру в районах вечной мерзлоты. Временной период, за который проводилась оценка в литературе, указан в последнем столбце таблиц 1 и 2.

В столбце 4 приведенных таблиц также представлена степень достоверности предложенной оценки. Она осуществлялась в соответствии со следующими принципами:

- низкая степень уверенности – в литературе представлена одна оценка соответствующего

климатического воздействия на электроэнергетику с оценкой достоверности или без оценки достоверности, для всей территории России или отдельного региона/города;

- средняя степень уверенности – в литературе представлено несколько оценок соответствующего климатического воздействия на электроэнергетику, основанных на достоверных данных, для всей территории России или отдельного региона/города;

- высокая степень уверенности – в литературе представлено множество оценок и примеров соответствующего климатического воздействия на электроэнергетику, основанных на достоверных данных, согласующихся друг с другом, для различных регионов России.



Таблица 2. Уязвимость объектов к прогнозируемым последствиям изменений климата

Отрасль ТЭК	Технологическая операция	Наблюдаемые воздействия изменения климата и соответствующие им изменения в ТЭК	Степень воздействия	Степень уверенности	Временной период оценки
1	2	3	4	5	6
Выработка электроэнергии и тепла	Производство энергии на ГЭС	Увеличение осадков и снеготаяния – увеличение стока рек и водных ресурсов на большей части территории России*	Низкая	Высокая	Середине XXI века
		Увеличение производства энергии на ГЭС*; Оптимизация режима работы отдельных ГЭС	Низкая	Средняя	Середине XXI века
	Производство энергии на АЭС	Уменьшение осадков и водных ресурсов на юге ЕТР – уменьшение количества воды для охлаждения на АЭС	-	-	-
		Увеличение повторяемости опасных гидрометеорологических явлений, особенно смерчей и ураганов – угроза аварий на комплексе АЭС	-	-	-
	Ветроэнергетика	Снижение скоростей ветра на большей части территории России до 5% – небольшое снижение ветроэнергетического потенциала	Низкая	Средняя	2021–2040 2041–2060
		Рост скоростей ветра в прибрежных районах ЕТР, Сибири, Дальнего Востока до 10% – небольшое увеличение ветроэнергетического потенциала	Низкая	Средняя	2021–2040 2041–2060
Транспорт и потребление электроэнергии и тепла	Солнечная энергетика	Повсеместный рост температуры воздуха и увеличение суммарной солнечной радиации до 4% на ЕТР, на Урале и в Западной Сибири – увеличение потенциала выработки тепловой энергии солнечными коллекторами на большей части территории России	Низкая	Средняя	2011–2030 2041–2060
		Уменьшение суммарной солнечной радиации до 6% на Чукотке и побережье Охотского моря – снижение потенциала выработки тепловой энергии солнечными коллекторами	Низкая	Средняя	2011–2030
	ЛЭП	Увеличение повторяемости опасных гидрометеорологических явлений и сильных осадков – увеличение повторяемости аварий на ЛЭП	Средняя	Низкая	2046–2065
		Потепление климата – сокращение продолжительности отопительного периода – уменьшение энергопотребления	Низкая	Средняя	2021–2040 2041–2060
	Потребление	Увеличение температуры в летний период – увеличение энергопотребления на кондиционирование, особенно в Южном федеральном округе	Низкая	Средняя	2021–2040 2041–2060

*Примечание: Благоприятные воздействия изменений климата

Таблица 3. Основные климатические воздействия на отрасли ТЭК по федеральным округам России

Федеральные округа РФ	Выработка электроэнергии и тепла	Энергопотребление
1	2	3
Центральный	Увеличение стока рек – увеличение гидроэнергоресурсов – увеличение выработки энергии на ГЭС; Повышение максимальных температур – уменьшение генерируемой мощности на ТЭС	Уменьшение энергопотребления в холодный сезон за счет сокращения отопительного периода и увеличение энергопотребления на кондиционирование в теплый сезон
Северо-Западный	Увеличение осадков до 7% – увеличение гидроэнергоресурсов; увеличение повторяемости наводнений на реках, зимних осадков – пересмотр режима работы ГЭС; Рост скоростей ветра к середине XXI в. в прибрежных районах до 10% – увеличение ветроэнергетического потенциала	Уменьшение энергопотребления в холодный сезон за счет сокращения отопительного периода и увеличение энергопотребления на кондиционирование в теплый сезон
Южный	Уменьшение водных ресурсов и снижение притока (5–15%) к Цимлянскому и Краснодарскому водохранилищам; Увеличение повторяемости ливневых осадков и наводнений – угроза для ГЭС, ТЭС; Повышение максимальных температур – уменьшение генерируемой мощности на ТЭС; Усиление засушливости и увеличение повторяемости смерчей – неблагоприятные условия для работы АЭС; Благоприятные условия для развития солнечной энергетики – рост температуры воздуха и увеличение суммарной солнечной радиации до 4%	Увеличение энергопотребления на кондиционирование в летний период
Северо-Кавказский	Увеличение повторяемости ливневых осадков и наводнений – угроза для ГЭС, ТЭС; Повышение максимальных температур – уменьшение генерируемой мощности на ТЭС; Благоприятные условия для развития солнечной энергетики – рост температуры воздуха и увеличение суммарной солнечной радиации до 4%	Увеличение энергопотребления на кондиционирование в летний период;
Приволжский	Повышение водных ресурсов и увеличение притока к основным ГЭС Волжско-Камского каскада; Увеличение зимнего стока – пересмотр режима работы ГЭС; Благоприятные условия для развития солнечной энергетики и ветроэнергетики	Сокращение отопительного периода до 3 суток
Уральский	Увеличение максимальных температур в летний период – неблагоприятные условия для работы ТЭС и АЭС; Увеличение пожароопасности в лесах, в южной части – увеличение повторяемости наводнений – угроза для ТЭС, малых ГЭС	Сокращение отопительного периода до 5 дней – уменьшение энергозатрат
Сибирский	Увеличение количества осадков – увеличение выработки энергии на ГЭС; Увеличение зимнего стока – пересмотр режима работы ГЭС; Возрастание повторяемости наводнений в южной части округа, увеличение пожароопасности в лесах, особенно в юго-восточной части региона – угроза для ГЭС, ТЭС; В середине XXI века прогнозируется рост скоростей ветра в прибрежных районах до 10% – увеличение ветроэнергетического потенциала	Сокращение отопительного периода до 5 дней – уменьшение энергозатрат
Дальневосточный	Увеличение количества осадков – увеличение выработки энергии на ГЭС; Возрастание повторяемости наводнений на реках Лена, Колыма, Яна – угроза для ГЭС, ТЭС; В середине XXI века прогнозируется уменьшение суммарной солнечной радиации до 6% на Чукотке и побережье Охотского моря – снижение потенциала выработки тепловой энергии солнечными коллекторами	Сокращение отопительного периода до 5 дней – уменьшение энергозатрат

Таблицы оценки уязвимости различных объектов электроэнергетики к уже наблюдавшимся за последние 20–30 лет и прогнозируемым на середину XXI века изменениям климата представлены ниже. В таблице 3 представлены основные климатические воздействия и изменения соответствующих объ-

ектов электроэнергетики для различных отраслей в региональном разрезе (по федеральным округам). В таблице 4 представлены основные прогнозируемые последствия изменений климата и экстремальных погодных явлений для энергоснабжения и соответствующие варианты адаптации.

Таблица 4. Основные прогнозируемые последствия изменений климата и экстремальных погодных явлений для энергоснабжения и соответствующие варианты адаптации (расширено и модифицировано из [20])

Отрасли электроэнергетики	Изменения климатических и других, связанных с климатом, характеристик	Вероятное влияние	Варианты адаптации
Тепловые и атомные электростанции	Повышение температуры воздуха	Снижение отвода тепла на 0,1–0,2% в США, на 0,1–0,5% в Европе, где потери мощности оцениваются в диапазоне 1–2% на 1 °C увеличения температуры, учитывающее снижение эффективности охлаждения и снижение уровня работы/выключения	Размещение в местах с более прохладным местным климатом, где это возможно
	Увеличение повторяемости экстремально высоких температур	Усиление воздействия более теплых условий: снижение тепловой и охлаждающей эффективности; ограничение расходов воды на охлаждение; перегрев зданий; самовоспламенение запасов угля	Охлаждение зданий с помощью кондиционирования воздуха; охлаждение запасов угля (распыление воды)
	Засуха: снижение водообеспеченности	Усиление воздействия более теплых условий, снижение сроков эксплуатации и выходных мощностей, отключение систем	То же, что и в случае снижения доступности воды при постепенном изменении климата
	Изменение (преимущественно снижение) количества осадков и повышение температуры воздуха способствует увеличению температуры воды, что снижает ее пригодность/доступность для охлаждения	Меньшая выработка электроэнергии, среднегодовое снижение нагрузки на 0,1–5,6% в зависимости от сценария климатических изменений	Использование нетрадиционных водных ресурсов (например, воды из нефтяных и газовых месторождений, угольных шахт, очищенных сточных вод). Повторное использование технологической воды из дымовых газов (может покрывать 25–37% потребностей электростанции в охлаждении), сушки угля, конденсаторов (более сухой уголь имеет более высокую теплопроводную способность, более холодная вода поступает в градирню), десульфуризации дымовых газов. Использование льда для охлаждения воздуха перед входом в газовую турбину повышает эффективность и производительность. Установка конденсора на выходе из градирни для уменьшения потерь на испарение (до 20%). Альтернативные технологии охлаждения: сухие градирни, регенеративное охлаждение, трубчатые теплообменники. Затраты на модификацию вариантов охлаждения зависят от особенностей существующих систем, расстояния до воды, необходимого дополнительного оборудования, оцениваемого в 250 000–500 000 долл. США на 1 МВт.



ЛЭП во время грозы

Источник: antgorgo / Depositphotos.com

Отрасли электро-энергетики	Изменения климатических и других, связанных с климатом, характеристик	Вероятное влияние	Варианты адаптации
Гидроэлектроэнергия	Повышение/снижение средней доступности воды	Повышение/снижение выходных мощностей	Регулирование режима работы для оптимизации входного потока
	Изменения сезонных и межгодовых вариаций притоков (доступность воды)	Смена сезонных и годовых выходных мощностей; наводнения и потери мощностей в случае более высоких пиковых потоков	Мягкий вариант: регулирование управления водой Жесткий вариант: создание дополнительных мощностей, увеличение рабочих мощностей турбины
	Экстремальное количество осадков, вызывающее наводнения	Прямые и косвенные (из-за мусора, переносимого из затопленных районов) повреждения плотин и турбин, потеря мощностей из-за выпуска воды через обводные каналы	Мягкий вариант: регулирование управления водой Жесткий вариант: создание дополнительных мощностей, увеличение рабочих мощностей турбины
Ветроэнергетика	Ветровые ресурсы: общий ресурс ветра (многолетняя годовая средняя плотность мощности ветра), вероятно, останется в пределах $\pm 50\%$ от текущих значений в Европе и Северной Америке	Изменение потенциала ветровой энергии	Выбор другого местоположения станции
	Экстремальные характеристики ветра: скорость, порыв, направление, изменение, сдвиг	Структурная целостность от высоких структурных нагрузок; усталость/износ, повреждение компонентов турбины; снижение производства	Изменение конструкции турбин, использование лидаров для предупреждений об экстремальных характеристиках ветра

Отрасли электро-энергетики	Изменения климатических и других, связанных с климатом, характеристик	Вероятное влияние	Варианты адаптации
Солнечная энергия	Изменение облачности	Увеличение облачности неблагоприятно, поскольку происходит снижение выходных мощностей, уменьшение – выгодно (увеличение мощностей) для всех типов, но опорожненные трубчатые коллекторы для теплового отопления могут использовать диффузную инсоляцию. ГК более уязвимы, поскольку не могут использовать рассеянный свет	Применение шероховатых поверхностей для ФГ-панелей, которые лучше улавливают рассеянный свет. Оптимизация фиксированного угла установки для использования рассеянного света, применение системы слежения для регулирования наклона панелей в условиях рассеянного света; установить/увеличить емкость аккумуляторов
		Материальный ущерб для ФГ, снижение выходных мощностей для ФГ и ГК; энергоэффективность ГК уменьшается на 3-9% по мере увеличения температуры окружающей среды от 30 до 50 °C и падает на 6-18% в течение наиболее жаркого 1% времени	
	Жаркие периоды	Материальный ущерб для тепловой энергии: опорожненные трубчатые коллекторы более уязвимы, чем плоские пластинчатые коллекторы. Разрушение крышки стеклянной пластины, повреждение фотоактивного материала	Плоские пластинчатые коллекторы: использование армированного стекла для выдерживания градин от 35 до 45 мм. Повысить защиту существующих образцов
	Град	Повышение производства тепловой энергии (особенно в более холодных регионах), снижение эффективности фотогальванических элементов (ФГ) концентраторов солнечной энергии – гелиоконцентраторов (ГК) с водяным охлаждением, эффективность ФГ снижается на ~0.5% при повышении температуры на 1 °C для кристаллического кремния и тонкопленочных модулей, но производительность варьируется в зависимости от типа модулей, причем тонкопленочные модули работают лучше. Длительное воздействие тепла вызывает более быстрый выход из строя	
	Повышение средней температуры		

Отрасли электроэнергетики	Изменения климатических и других, связанных с климатом, характеристик	Вероятное влияние	Варианты адаптации
ЛЭП	Увеличение ветровых нагрузок и повторяемости опасных явлений (скорость, порыв, шквалы, смерчи и т. п.)	Аварии на ЛЭП, связанные с вибрацией, пляской, субколебаниями, перехлестом и обрывом проводов, а также повреждения опор и металлоконструкций	Применение более прочных элементов для сооружения ЛЭП, а также установка опор в дополнение к уже существующим, использование современных высокоэффективных конструкций для защиты проводов ВЛ от ветровых воздействий
	Увеличение повторяемости и интенсивности гроз	Сокращение сроков службы устройств молниезащиты	
Общие проблемы зданий и сооружений	Увеличение повторяемости сильных гололедно-изморозевых отложений, налипания мокрого снега	Аварии на ЛЭП, связанные с провисанием, перехлестом и обрывом проводов, а также повреждения опор и металлоконструкций	Профилактический обогрев, плавка снега, применение более прочных элементов для сооружения ЛЭП, а также установка опор в дополнение к уже существующим, системы раннего обнаружения гололеда, снегоотталкивающие провода, использование грузов-ограничителей и снегоотталкивающих колец, а также инновационных методов борьбы с обледенением проводов
	Изменение температурного и ветрового режимов, количества осадков, высоты снежного покрова, повторяемости ОЯ	Нагрузки на здания и сооружения могут оказаться выше рассчитанных, что приведет к повышению аварийности и уменьшению сроков службы. Удорожание и увеличение сроков строительства. Увеличение расходов на мониторинг состояния объектов ТЭК, переработку нормативной документации, конструкторские работы	Адаптация нормативной документации, перерасчет нагрузок на существующие здания и сооружения, изменение норм проектирования, строительства и эксплуатации. Страхование рисков

Адаптационные меры в энергетическом секторе должны обеспечивать экономическую эффективность, доступность энергии, энергетическую и экологическую безопасность.

В части обеспечения экономической эффективности электроэнергетики наиболее применяемыми методами является энергосбережение, а также диверсификация энергетики, в том числе в децентрализованных зонах, с использованием альтернативных источников энергии: гелиоэнергетика, ветроэнергетика, геотермальная энергетика, малая и большая гидроэнергетика, биотопливо, тепловые насосы [19].

В обозримой перспективе (по проекту Энергетической стратегии России до 2035 г.) углеводородное топливо (в первую очередь природный газ) сохранит свои позиции при одновременной реализации мер энергосбережения и энергетической эффективности – улучшение КПД соответствующих установок и увеличение в них доли комбинированной выработки тепловой и электрической энергии [19].

Хотя в ближайшие десятилетия лидерство ископаемых углеводородов, и прежде всего газа,

в топливно-энергетическом балансе мира и России вряд ли можно поставить под сомнение, ВИЭ может экономически обоснованно замещать мощности на углеводородном топливе в районах децентрализованного энергоснабжения (то есть на 2/3 территории страны). Особенности размещения указанных источников энергии на территории России позволяет практически каждому ее субъекту комплексно использовать два-три вида возобновляемых источников [19].

В целях развития распределенной генерации, в том числе на основе ВИЭ, уже сейчас реализуется план мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в таких энергорайонах.

В отношении доступности энергии, энергетической и экологической безопасности в электроэнергетике необходимо обратить внимание на энергетические установки, работающие на ископаемом топливе, а также на системы транспортировки топлива и электроэнергии. Здесь основными мерами адаптации станут технологические

и инфраструктурные инновации, повышающие устойчивость сооружений к неблагоприятным погодно-климатическим воздействиям. В этой связи целесообразно также создать масштабную и эффективную систему оценки и минимизации рисков и предотвращения ущерба от ожидаемого изменения климата, реализующую потенциал действующего законодательства [19].

В частности, в электроэнергетике, в районах таяния вечной мерзлоты нужно будет укреплять линии электропередач, которые должны иметь грозозащитное оборудование, а монтаж опор, доставляемых транспортом, учитывая низкие температуры, надо выполнять незамедлительно.

Для адаптации гидроэнергетики к изменениям климата целесообразно уточнить гидроэнергетический потенциал малых и средних рек, учитывая, что в условиях России гидроэнергетика – наиболее перспективный и экономически эффективный ВИЭ. Вместе с тем, массовое строительство малых ГЭС возможно лишь в случае отказа от индивидуального проектирования в пользу серийного производства

оборудования, а также качественно нового подхода к оценке его надежности и стоимости [19].

В данной области также предстоит преодолеть ряд препятствий, таких как: неинформированность потенциальных пользователей о преимуществах применения гидроэнергетических объектов; недостаточную изученность гидрологического режима и объемов стока малых водотоков; низкое

Для адаптации гидроэнергетики к изменениям климата целесообразно уточнить потенциал малых и средних рек, учитывая, что в условиях России гидроэнергетика – наиболее перспективный и экономически эффективный ВИЭ

качество действующих методик, рекомендаций и СНиП, что выступает причиной серьезных ошибок в расчетах; несовершенство методик оценки и прогнозирования их возможного воздействия на окружающую среду и хозяйственную деятельность; слабую производственную и ремонтную базу предприятий, производящих гидроэнергетическое оборудование ГЭС [19]. Также потребуются

Белые медведи в Арктике приспосабливаются к изменениям климата

Источник: bioGraphic



дополнительные исследования функционирования ГЭС в условиях глубокого промерзания русла рек [19].

Адаптация гидроэнергетики в целом к происходящим и ожидаемым климатическим изменениям потребует совместных усилий научно-исследовательских учреждений Росгидромета, РАН и Минэнерго России с целью количественно оценить влияние изменения водного режима рек на выработку энергии ГЭС [19].

Кроме того, целесообразно разработать новые правила эксплуатации водохозяйственных и ги-

дроэнергетических систем, принимая во внимание фактически наблюдаемые и ожидаемые изменения климата, так как действующие правила не учитывают изменение внутригодового распределения стока рек. В результате, возможности увеличить выработку энергии используются не полностью, возникают чрезвычайные ситуации. Для рационального управления работой водохранилищ потребуются новые подходы и правила эксплуатации гидроузлов и их каскадов с учетом происходящих изменений гидрометеорологического режима на водосборах [19].

Использованные источники

1. Миланкович М. 1939. Математическая климатология и астрономическая теория колебаний климата. Пер. с нем. А.Х. Хриана под ред. С.Л. Бастамова. – М.: ГОНТИ. 207 с.
2. Большаков В.А. 2015. Орбитальные факторы долгопериодных колебаний климата плейстоцена. Фундаментальная и прикладная климатология, т. 1. С. 49–77.
3. Будыко М.И. Изменение климата. Л.: Гидрометеоиздат, 1974. 280 с.
4. Будыко М.И. Радиационные факторы современных изменений климата // Известия АН СССР. Серия географическая, 1968. № 5. С. 36–41.
5. Навроцкий В.В. Мировой океан и глобальные изменения климата // Вестник Дальневосточного отделения Российской академии наук, 2013, № 6. С. 101–108.
6. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf (дата обращения: 19.02.2020).
7. Интернет-сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/pode/532> (дата обращения: 20.02.2020).
8. Добрусин Л.А., 2013. Повышение энергоэффективности электросетевого комплекса России. «Энергосбережение», № 7, 2013. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5650 (дата обращения: 20.02.2020).
9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 2003. Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (с изменениями и дополнениями) (Издание шестое) URL: <http://electrica.pro/sites/default/files/ПУЭ.pdf> (дата обращения: 19.02.2020).
10. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации, г. Москва, 2014 г. URL: http://downloads.igce.ru/publications/OD_2_2014/v2014/htm/1.htm (дата обращения: 19.02.2020).
11. Анисимов О.А., Лавров С.А. Глобальное потепление и таяние вечной мерзлоты: оценка рисков для производственных объектов ТЭК // Технологии ТЭК. – 2004. – № 3.
12. Анисимов О.А. Оценочный отчет: Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения многолетнемерзлых пород: прогноз на основе синтеза наблюдений и моделирования. Гринпис, 2010.
13. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем, 2012. С.М. Семенов (ред.). М., Росгидромет. 508 с.
14. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередач. Центр подготовки кадров энергетики, СПб., 2006.
15. Руководство по специализированному обслуживанию экономики климатической информацией, продукцией и услугами / Под редакцией д-ра геогр. наук, профессора Н.В. Кобышевой, СПб., 2008.
16. Lehner B., Czisch G., Vassolo S., 2005. The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis, *Energ. Policy*, vol. 33.
17. Елистратов В.В., Кобышева Н.В., Сидоренко Г.И. (ред.) Климатические факторы возобновляемых источников энергии, СПб., Наука, 2010.
18. Исследование изменений внутригодового режима речного стока в бассейне реки Волга в условиях глобального изменения климата. Заключительный отчет о НИР. Книга 1: Обоснование параметров притока к водохранилищам Волжско-Камского каскада водохранилищ в условиях меняющегося климата. Отв. исп. Георгиевский В.Ю., Шалыгин А.Л., Гронская Т.П. СПб.: ФГБУ «ГТИ», 2010.
19. Порфирьев Б., Катцов В., 2011. Последствия изменений климата в России и адаптация к ним. URL: <http://institutiones.com/general/2050-posledstviya-izmenenij-klimata-v-rossii-i-adaptaciya.html> (дата обращения: 20.02.2020).
20. IPCC Working Group II: Climate Change 2014. Impacts, Adaptation, and Vulnerability, 2014. URL: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ars/wg2/ars_wgii_spm_ep.pdf (дата обращения: 20.02.2020).
21. Анисимов О.А., Стрелецкий Д.А., 2015. Геокриологические риски при таянии многолетнемерзлых грунтов // АРКТИКА. XXI век. Естественные науки, 2015, № 2. С. 60–74.
22. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2018 год, г. Москва, 2019. URL: http://www.meteor.ru/upload/pdf_download/o-klimata-1f-2018.pdf (дата обращения: 20.02.2020).



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

RENWEX

«Возобновляемая энергетика и электротранспорт»

Международный форум
«Возобновляемая энергетика для регионального развития»

21–23 АПРЕЛЯ 2020

Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
павильон №3

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА:

Развитие розничного рынка ВИЭ и необходимых технических решений
Нормативное регулирование ВИЭ
Использование ВИЭ для энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей
Использование биотоплива и утилизация отходов
Международный опыт развития возобновляемой энергетики
Цифровизация современной энергетики
Развитие систем накопления энергии для промышленных потребителей и домохозяйств
Развитие электротранспорта и сопутствующей инфраструктуры

В РАМКАХ ВЫСТАВКИ БУДЕТ ПРЕДСТАВЛЕНА ШИРОКАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА



www.renwex.ru

Реклама 12+



При поддержке



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

EURO
SOLARRUSSIA



АРВЭ



Под патронатом



ЭКСПОЦЕНТР

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС
МОСКВА

Организатор



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной кампании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на первое полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.

В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРОВОМСЫРЬЕИМПОРТ

 **ГАЗПРОМ
НЕФТЬ** } *СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!*

 АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ


**ИНТЕР
РАО ЕЭС**
энергия без границ

 **РОССЕТИ**
ФСК ЕЭС

 **СУЭК**
СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

 БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД
TATNEFT

Фото на обложке:
Windpark Noordoostpolder



2409 5518

ISSN 2409-5516