

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№9(151), сентябрь 2020



Тема номера

**ПОДДЕРЖКА НЕФТЕСЕРВИСА И ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ –
НОВЫЕ ШАГИ К ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЭКОНОМИКИ**

'20
ТЮМЕНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

phygital
format

22-24 сентября 2020 — oilgasforum.ru

Будущее сегодня: место индустрии в новом мире

Впервые TNF пройдет в гибридном формате phygital, соединяя в себе возможности онлайн-пространства и роскошь живого общения.

Тюменский Нефтегазовый Форум 2020 — это:

- больше возможностей для экспонентов в рамках виртуального выставочного пространства;
- расширенная деловая программа;
- образовательные и профильные онлайн-мероприятия;
- прямые онлайн-трансляции всех событий;
- технологические дни с возможностью удаленного участия.

Мероприятие проходит при поддержке Министерства энергетики РФ

145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников



Организаторы форума:



Партнеры форума:



Содержание

5 Слово редакторов

От первого лица

- 6 **А. Новак.** Сервис на перспективу
12 **А. Моор.** Сила Сибири в силе инноваций

Газ

- 16 **А. Громов.** Новая энергополитика ЕС: заменят ли ВИЭ и водород российский газ?

Нефть

- 34 **В. Иктисанов, Ф. Шкруднев.** КИН с учетом естественного восполнения запасов

Энергетика

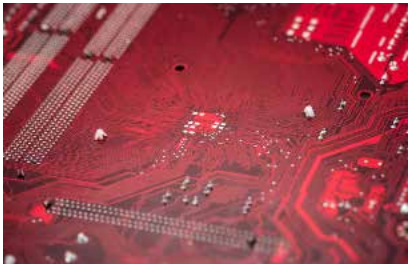
- 44 **Е. Грабчак.** Сценарий коронного оптимизма
52 **А. Готов, С. Черемисинов, М. Щербаков.** Цифровая система предиктивного анализа работы генерирующего оборудования
60 **Л. Шилова, А. Адамцевич.** Интеграция цифровых технологий как ключевой фактор развития российской энергетики

Регионы

- 74 **А. Мастепанов, А. Сумин.** Энергетическая политика Индии в период энергетического перехода

Климат

- 92 **Л. Нefeldова.** Адаптация энергокомплекса к изменениям климата в Арктике



Contents

5 Editor's Column

In the first person

- 6 **A. Novak.** Oilfield services for the future
12 **A. Moor.** Power of Siberia lies in the power of innovation

Gas

- 16 **A. Gromov.** New EU energy policy: can renewable energy and hydrogen replace Russian gas?

Oil

- 34 **V. Iktisanov, F. Shkrudnev.** Oil recovery factor taking into account natural reserves replacement

Energy

- 44 **E. Grabchak.** An optimistic scenario for COVID-19
52 **A. Glotov, S. Cheremisinov, M. Shcherbakov.** The system for predictive analytics of energy-generating equipment
60 **L. Shilova, A. Adamtsevich.** The integration of digital technologies as a key factor for russian energy developing

Regions

- 74 **A. Mastepanov, A. Sumin.** India's energy policy during the energy transition

Climate

- 92 **L. Nefedova.** About possible impacts of climate change on the energy complex of the arctic and adaptation measures

УЧРЕДИТЕЛИ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-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 РИЗ, 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 ИЭОПП 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 ФИЗФ
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. Жданев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Марина Коцубинская

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1
+79104635357
GorshkovaAA@minenergo.gov.ru

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

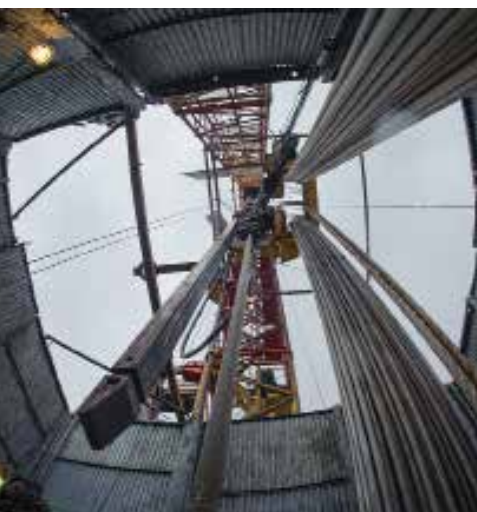
Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

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

Подписано в печать: 05.09.2020
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+



Виталий БУШУЕВ

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

Анна ГОРШКОВА

Главный редактор журнала «Энергетическая политика»

Сложные задачи, оперативные решения

Энергетический сервис — это инфраструктурный потенциал для устойчивого развития. Поэтому внимание к развитию сервисных услуг особо значимо в период кризисных переходов. Нестабильная ситуация на нефтегазовом рынке, которая наблюдалась весной-летом 2020 года, привела к резкому падению объемов заказов на рынке нефтесервисных услуг. В результате, целая отрасль оказалась в критическом состоянии. Нефтесервисные предприятия можно смело отнести к технологически сложным. Они должны быть оснащены дорогостоящей техникой, обладать высокопрофессиональными кадрами, иметь хорошую научно-производственную базу. Ухудшение качества нефтесервисных услуг, оказываемых отечественными предприятиями, может болезненно сказаться на конкурентоспособности российской нефтегазовой отрасли на мировом рынке. Поэтому одной из приоритетных задач Минэнерго в «постковидный» период стала оперативная разработка мер государственной поддержки этого системообразующего сегмента топливно-энергетического комплекса.

Еще одной важной задачей в период выхода из эпидемиологического кризиса стало повышение эффективности и снижение затрат в энергетическом комплексе. Ее решение было найдено в оперативном внедрении цифровых технологий в энергетике, позволяющих усовершенствовать системы управления и снизить затраты на ремонты и аварийные остановки предприятий. Особенно значимо, что цифровая эпоха трансформируется в эпоху Индустрии 4.0, где стираются границы между физическими, информационными и биологическими системами.

Именно эти темы были отражены в сентябрьском номере журнала «Энергетическая политика». Кроме того, большое внимание в этом номере было уделено зарубежному опыту оптимизации энергетической отрасли, причем, как европейскому, так и индийскому. Первый заключается в активном отказе от углеводородных видов топлива и переходе на чистую энергетику, второй — в поиске наиболее оптимальных и эффективных энергоресурсов.

**Александр НОВАК**

Министр энергетики Российской Федерации

УДК 622.276

DOI 10.46920/2409-5516_2020_9151_6

Сервис на перспективу

В последние месяцы ситуация на мировом нефтяном рынке остается достаточно волатильной. К фундаментальным факторам, которые оказывают влияние на отрасль уже не один год, присоединились экономические последствия распространения в мире коронавирусной инфекции. В пик пандемии цены на нефть опускались до уровня 20 долларов за баррель, а на фьючерсы американской марки WTI – даже до отрицательных значений. В результате для стабилизации рынка нефти ведущие нефтедобывающие государства в апреле заключили историческое соглашение – по количеству и составу стран-участниц (помимо 24 стран ОПЕК+, готовность участвовать в балансировке рынка выразили ряд представителей G20), по объемам сокращения (в первые месяцы суммарный объем сокращения достиг 9,7 млн б/с), по продолжительности (горизонт действия сделки – 2022 год с постепенным восстановлением добычи).

“

Совместные действия стран-производителей нефти привели к тому, что цена барреля постепенно возвращается к равновесной. В среднем по текущему году мы, скорее всего, не увидим слишком высоких котировок на «черное золото». Таким образом, сложившаяся с начала года конъюнктура сказывается не только на бюджетах нефтедобывающих стран и нефтяных компаний, но и на смежных отраслях. В первую очередь, речь идет о сфере нефтесервисных заказов, спрос на которые в короткие сроки снизился в разы.

Современный нефтесервис представляет собой целый комплекс услуг – это сейсмические и геофизические исследования, буровые работы, работы по запуску скважин в эксплуатацию и их последующему обслуживанию, создание сопутствующей инфраструктуры. В России нефтесервисная отрасль как самостоятельный сегмент рынка сформировалась сравнительно недавно – в течение последних двух-трех десятков лет. Изначально сопутствующие нефтедобыче

работы проводили сами нефтяные компании, затем постепенно специализированные подразделения начали выделяться в отдельные предприятия. Если еще 10 лет назад для нефтесервисной деятельности привлекались в основном иностранные партнеры, в последние годы все больше игроков на российском нефтяном рынке по возможности делает выбор в пользу отечественных компаний. Параллельно проводится масштабная работа по импортозамещению высокотехнологичных сервисов, где пока еще преобладают иностранные подрядчики.

К настоящему моменту объем отечественного рынка нефтесервисных услуг оценивается в 1,5 трлн рублей в год, среди которых большая часть – около 46 % – представлена российскими независимыми предприятиями, 36 % рынка занимают нефтесервисные подразделения крупных российских нефтяных компаний, еще 18 % – иностранные корпорации. Что касается структуры, то наибольшая доля нефтесервисных услуг в России приходится на эксплуатационное

бурение – более 25 %, далее следуют услуги по капитальному ремонту скважин (10,1 %) и гидроразрыву пласта (9,6 %). В период с 2009 по 2019 год количество активных буровых установок возросло с 842 до 1762 единиц, флотов ГРП – с 62 до 127 установок, проходка бурением увеличилась с 14,6 млн м до 29,6 млн м. То есть в течение 10 лет наша страна произвела качественный и количественный скачок в этом сегменте.

В то же время в связи с последствиями пандемии в текущем году мы видим затягивающуюся стагнацию на мировом рынке нефтесервисных услуг, которая началась еще в 2014 году с резким падением цен на нефть. Ситуация объяснима, так как нефтесервис

являются самыми низкими за последние 13 лет. При этом до пандемии коронавируса ОПЕК прогнозировала сохранение объемов капитальных затрат на разведку и добычу на уровне прошлого года.

В свою очередь о снижении в 2020 году CAPEX последовательно сообщили крупнейшие нефтесервисные компании мира: Schlumberger – на 30 %, Halliburton – на 33 %, Maersk Drilling – на 50 %. Из-за уменьшения спроса на свои услуги корпорации были вынуждены сократить численность персонала, при этом в течение года ожидаются дальнейшие волны увольнений.

Что касается ситуации в российских компаниях, то снижение рынка нефтесервисных услуг в 2020–2021 годах может составить почти половину от уровня 2019 года. В результате мы видим риски значительного сокращения маржинальности нефтесервисных организаций. Снижение объемов заказов неизбежно обострит конкуренцию на рынке, что в свою очередь, может повлечь необратимые экономические последствия для ряда компаний.

Согласно оценкам Минэнерго России, в случае бездействия, то есть непринятия системных мер поддержки отрасли, рыночная доля иностранных нефтесервисных компаний может возрасти до более чем 50 % в период до 2022 года. Российской нефтесервисной отрасли это грозит потерей ключевых компетенций по высокотехнологичным направлениям, в том числе таким стратегически важным, как геофизические и сейсмические исследования скважин, а также специализированное программное обеспечение. При этом минимальный уровень загрузки для сохранения конкурентоспособности нефтесервисного сегмента составляет около 80 % от 2019 года.

В то же время уже в 2023–2025 годах аналитики ожидают снижение мирового предложения нефти за счет недостаточных инвестиций в добычу в 2020 году на фоне последствий коронавируса и падения цены на нефть. В текущем году в добычу нефти и газа будет инвестировано на 170 млрд долларов меньше, чем в прошлом году, в 2021 году инвестиции, вероятно, также не восстановятся полностью. Такой затяжной период низких инвестиций, согласно прогнозам Rystad Energy, может привести к выпадению 5 млн баррелей в сутки мировой добычи. Когда спрос начнет возвращаться к докризисным уровням, для России, как и других нефтедобывающих стран, будет

крайне важно в кратчайшие сроки вернуть долю рынка и, возможно, даже нарастить ее в условиях пониженной конкуренции между производителями. Перспективы оперативного наращивания добычи в будущем зависят от уровня поддержки нефтесервиса в настоящем.

В этой связи в течение последних месяцев Минэнерго России приняло целый ряд мер для обеспечения устойчивости сегмента и максимального сохранения рабочих мест. На сегодняшний день в нефтесервисе в общей сложности занято более 300 тысяч человек. К настоящему моменту в перечень системообразующих организаций российской экономики уже включены 12 нефтесервисных организаций, еще 5 находятся в стадии проработки. Одновременно по поручению президента России проводится работа по созданию условий для формирования фонда незаконченных скважин. В этой связи подготовлены предложения по дополнению Налогового кодекса Российской Федерации новыми статьями в части установления налогового вычета на создание резерва новых объектов по добыче углеводородного сырья. Речь идет о государственной поддержке деятельности

Бурение скважины,
Приразломное месторождение, Печорское море
Источник: «Газпром нефть»



Новопортовское месторождение. Буровая вышка. ЯНАО
Источник: «Газпром нефть»

ориентирован на заказы добычных компаний, которые, в силу снижения спроса и цен на сырье, сокращают свои затраты, замораживают часть проектов, соответственно, уменьшается потребность в сопутствующих услугах.

По данным Baker Hughes, к маю текущего года число действующих нефтяных и газовых буровых установок в мире упало до минимума с апреля 1999 года. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), глобальные капитальные затраты нефтекомпаний в 2020 году сократятся примерно на 32 % по сравнению с прошлым годом – до 335 млрд долларов. Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК) ожидает снижения до 450 млрд долларов. Эти показатели

Налоговый вычет будет применяться в течении трех лет с 1 января 2022 года. Его могут получить нефтедобывающие компании, которые в 2019 году выплатили НДС с более 1 млн тонн нефти

по бурению скважин даже при отсутствии производственной необходимости в период действия сделки ОПЕК+, когда для стабилизации рынка происходит скоординированное сокращение добычи нефти.

Реализовать так называемую программу «Незавершенная скважина» предполагается в период действия соглашения ОПЕК+, то есть с мая 2020 года по апрель 2022 года. Механизм будет действовать следующим образом: ВИНК и синдикат банков формируют специальную компанию (SPV) с долями участия 2 % и 98 % соответственно. Часть кредитных ресурсов будет предоставлена коммерческими банками при поручительстве ВЭБ.РФ. В свою очередь, недропользователь, входящий в ВИНК, будет заключать договоры генерального подряда с SPV, по которым спецкомпания строит скважины и объекты обустройства за счет заёмных средств. При этом за ВИНК остается техническая сторона управления проектом – формирование заказов, управление бурением, надзор. По окончании работ вновь созданные объекты останутся на балансе SPV до выполнения согласованных условий недропользователем, после чего тот принимает объекты строительства у SPV, производит оплату, вводит объекты в эксплуатацию и регистрирует право собственности. Именно в момент передачи скважин на баланс нефтедобывающим компаниям государство предоставляет им налоговый вычет. Налоговый вычет будет применяться в течении трех лет с 1 января 2022 года. Его могут получить нефтедобывающие компании, которые в 2019 году выплатили НДС с более 1 млн тонн нефти. Размер налогового вычета равен ключевой ставке ЦБ с суммы расходов SPV на строительство объектов или расходам недропользователя на обслуживание кредитных ресурсов.

По оценке Минэнерго России, внедрение подобного механизма позволит обеспечить нефтесервисные компании необходимыми заказами в период с 2020 года по апрель 2022 года и построить около 2,7 тысяч скважин. Совокупный размер налогового вычета, уплата которого придется на период 2022–2025 годов, составит 32,15 млрд рублей. В то же время сумма вычета будет

Размер налогового вычета, который будет уплачен в 2022–2025 годах, составит 32,15 млрд рублей. Сумма вычета будет полностью компенсирована за счет налоговых поступлений от новых скважин

полностью компенсирована за счет налоговых поступлений от новых скважин, вводимых в эксплуатацию, уже в 2023 году. В результате общий объем дополнительных доходов бюджета России от реализации механизма оценивается в 1,15 трлн рублей за период действия программы поддержки, а планируемый объем инвестиций недропользователей достигнет 300–400 млрд рублей. Таким образом, механизм будет экономически выгоден для всех сторон – государства, ВИНК, банков, нефтесервисных компаний.

В настоящее время также обсуждается возможность расширения программы за счет включения в нее газодобывающих предприятий и проектов добычи газа. Такое предложение вызвано сохраняющейся низкой экономической активностью на основных рынках-потребителях газа, что связано как с пандемией коронавирусной инфекции, так и с заполненностью европейских хранилищ с зимнего сезона, а также высокой базой поставок. С начала года вслед за падением мировых цен на нефть стоимость газа на рынках Европы и Азии демонстрирует исторические минимумы. В результате снижение спроса на газ привело к переносу реализации дорогостоящих зарубежных СПГ проектов, ориентированных на ключевые экспортные рынки для российских производителей газа.

Несмотря на то, что сегодня мы уже видим предпосылки к восстановлению спроса на рынках Азии и Европы, падение инвестиционных программ бурения оценивается в 40 %, что также напрямую отражается на нефтесервисных подрядчиках, работающих на газовых проектах. По нашему мнению, включение объектов газовой отрасли в программу поддержки позволит сохранить потенциал отечественных производителей газа и долю России на мировых рынках.

Помимо принимаемых на федеральном уровне мер поддержки, способствовать преодолению кризиса могут и должны сами нефтесервисные компании. Наблюдающееся обострение конкуренции – хороший повод к оптимизации и ускоренной цифровизации производственных процессов, повышению

В нефтесервисной отрасли работает более 300 тысяч человек

Источник: angl.ru



Инфраструктура нефтяного месторождения «Мессояха нефтегаз»

Источник: «Газпром нефть»

эффективности и производительности труда. В некоторых случаях целесообразно рассмотреть возможность частичной переориентации предприятий. Согласно анализу агентства Rystad Energy, 40 % выручки 50-ти крупнейших нефтесервисных компаний мира потенциально могут быть заменены участием в проектах по возведению инфраструктуры для объектов «чистой» энергетики и услугами по развитию производства возобновляемых источников энергии. При этом сектор «зеленой» энергетики в нашей стране активно развивается, для чего постоянно внедряются меры нормативного характера и совершенствуются механизмы поддержки. В результате в 2019 году в эксплуатацию введено 531 МВт новой мощности ВИЭ, что выше показателя 2018 года на 35,6 %. До 2025 года в рамках продления программы поддержки мощность генерации на основе ВИЭ должна достигнуть около 6 ГВт. То есть сегмент отличается высокой перспективностью и наличием пока еще значительного количества свободных бизнес-ниш. Кроме того, он имеет высокий экспортный потенциал. Таким образом, сотрудничество по линии объектов альтернативной энергетики может стать не только временным вариантом решения проблемы недостатка заказов для нефтесервисных компаний, но и выделиться в самостоятельное направление работы. Разумеется, это не исключает, а лишь дополняет усилия по сохранению и развитию компетенций по традиционным для нефтесервисных компаний сферам.

По мнению экспертов, восстановление рынка нефтесервисных услуг до докризисного уровня не будет быстрым и может

занять порядка двух-пяти лет. Поэтому и государству, и нефтяным компаниям, которые заинтересованы в стабильном предоставлении необходимых для работы услуг, сегодня общими усилиями предстоит поддержать нефтесервисный сектор в этот непростой период. Еще раз подчеркну: от уровня развития нефтесервиса зависят будущие добычные возможности

Дополнительные доходы бюджета от механизма поддержки нефтесервисной отрасли оцениваются в 1,15 трлн рублей, а планируемый объем инвестиций недропользователей достигнет 300–400 млрд

российской нефти, которая по-прежнему будет оставаться одной из ключевых составляющих мирового энергобаланса. В абсолютных значениях спрос на углеводородные ресурсы в среднесрочной перспективе будет расти, и при изменении конъюнктуры на нефтегазовых рынках крайне важно иметь возможность оперативно нарастить добычу углеводородных ресурсов, чтобы сохранить и приумножить традиционно лидирующие позиции России на мировых энергетических рынках. Без качественных отечественных услуг нефтесервиса сделать это будет практически невозможно.



Набережная Тюмени

Источник: dimasozonov / Depositphotos.com

УДК 622.276

DOI 10.46920/2409-5516_2020_9151_12

Сила Сибири в силе инноваций

Александр МООР
Губернатор Тюменской области

Александр МООР
Губернатор Тюменской области

Ночная Тюмень

Источник: tumentoday.ru



“

**В 2019 г. в области
добыли 12,5 млн т нефти.
По плану на 2020 г.
показатель должен
составить 11,9 млн т,
но, вероятно, он будет
скорректирован**

За Тюменью уже давно закрепился негласный статус нефтяной столицы России. Однако ни для кого не секрет, что Тюменская область (без учета Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) не может показать действительно мощные объемы добычи как таковой. Доля субъекта в общероссийском производстве нефти вместе с конденсатом составила 2,32 %.

В 2019 году в области добыли 12,5 млн тонн нефти, за первое полугодие 2020-го – 5,7 млн тонн. По планам годовой показатель должен составить 11,9 млн тонн, но, скорее всего, и он будет скорректирован в связи с очевидными для всех внешними факторами, не связанными с производственными возможностями предприятий региона. Для сравнения – в соседней Югре за 2019 год

добыто 236,1 млн тонн – около 42 % всей российской нефти.

На территории нашего региона расположены 45 месторождений углеводородов, для 22 из них предусмотрена проектная эксплуатация. Их разработку ведут четыре компании: доля добычи «РН-Уватнефтегаза» среди них составляет 82,3 %, на «Сургутнефтегаз», «СИБИНТЕК» и «Газпромнефть-Хантос» приходится 10,4 %, 5,1 %, и 2,2 % соответственно.

И тем не менее, Тюмень была и остается кузницей кадров, научным, технологическим и нефтесервисным центром всего западносибирского (а значит, и большей части российского) топливно-энергетического комплекса. И если добыча нефти в регионе по прогнозам в 2024 году снизится до 10,4 млн тонн в год, то планы по развитию и поддержке инвестиционного микроклимата в Тюменской области мы рассматриваем как приоритетную задачу, и из года в год поднимаем собственный KPI.

Курс на импортозамещение

Уже сегодня мы добились существенных результатов, работая над стратегической задачей импортозамещения: более 60 местных компаний в рамках регионального плана ведут порядка 100 проектов по производству продукции, призванной заменить иностранные аналоги.

Наиболее эффективные результаты показала поддержка «целевого» импортозамещения, с разработкой и внедрением в серийное производство региональными промышленными предприятиями аналогов импортного оборудования для нужд

крупных заказчиков из числа нефтегазовых компаний. С этой целью на регулярной основе проводятся прямые встречи региональных предприятий с крупными компаниями-заказчиками. По итогам второго квартала 2020 года проведено четыре таких мероприятия. Сложившееся взаимодействие с промышленными партнерами, закрепленное соглашениями о сотрудничестве, позволяет вывести продукцию на рынок и наладить стабильный сбыт.

Соглашения о сотрудничестве заключены с «Газпромом», «Газпром нефтью», «Роснефтью», «Сургутнефтегазом», ЛУКОЙЛом, СИБУРОм, «Транснефтью». К реализации привлечены как промышленные предпри-



Месторождение Центрального Увата
Источник: «Роснефть»

ятия, так и вузы, научные, инновационные компании и организации ИТ-сферы. В целом партнерами даны свыше 370 предложений.

Такой формат работы дает хорошие результаты: если в 2017 году совокупный объем закупок нефтяниками и газовиками составлял около 65 млрд рублей, то уже в 2018 году он превысил 90 млрд, в 2019 году – 97 млрд рублей.

Подход правительства региона нашел отражение и на полях Тюменского нефтегазового форума в рамках так называемых «Технологических дней». Крупные инвесторы и местные предприятия на одной площадке могут презентовать технологии, продукцию, инновационные решения, а потребители, в свою очередь – рассказыва-

ют о своих потребностях производителям. В нынешнем году технологические дни 22 сентября проведут «НОВАТЕК», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» и «Татнефть».

Кооперация и развитие

Еще одна, пожалуй, даже более значимая стратегическая задача для региона – создание нефтепромышленного кластера. Уже сейчас он объединяет более 20 промышленных и сервисных предприятий из нескольких субъектов Российской Федерации. В планах поднять число его резидентов до ста.

Реальная научно-техническая и производственная кооперация предприятий в этом кластере обеспечит создание новых видов промышленной продукции и технологий, в том числе в рамках импортозамещения, развития российского экспорта и вовлечения предприятий в инновационную деятельность. В задачи новой структуры входит коммерциализация научных разработок и их тиражирование, а среди инструментов, которые предоставят резидентам помимо прямой финансовой поддержки, – помощь в подготовке кадров и доступ к актуальным технологическим задачам ВИНКов.

У Тюменской области есть свои знакомые для проекта преимущества: близость к производству, добыче и переработке; концентрация предприятий со схожими потребностями в компетенциях и развитая промышленная база, а также наличие специализированных учебных заведений.

В перспективе развития кластер позволит выполнить три инициативы. Это, во-первых, глобальное технологическое лидерство в части обеспечения нефтесервисных услуг; во-вторых – повышение уровня развития

Если в 2017 году совокупный объем областных закупок нефтяниками и газовыми компаниями составлял около 65 млрд рублей, то уже в 2018 году он превысил 90 млрд, а в 2019 году – 97 млрд рублей

технологического предпринимательства; в-третьих – формирование системы привлечения инвестиций для реализации совместных кластерных проектов.

Также на общем фоне выделяется углеводородный кластер из пяти лицензионных участков на территории ХМАО – Югры и Тюменской области, разрабатываемый «Газпромнефть-Хантос». Его запасы составляют около 650 млн тонн нефти, при этом к области относится лишь один участок – Южно-Зимний в Уватском районе. Компания активно ведет разработку месторождения имени Александра Жагрина. Предполагается, что в 2024 году оно выйдет на пиковый уровень добычи в 6,5 млн тонн в год. Данное месторождение – одно из крупных, оставшихся в Западной Сибири.

Интеллектуальное преимущество

В регионе осуществляют деятельность ключевые научно-технические центры ведущих нефтегазовых компаний, а также ряд крупных проектных организаций. А это порядка 15 инновационных научно-технологических, инжиниринговых и испытательных центров и полигонов в отрасли ТЭК.

В ближайшее время в Тюмени компанией «НОВАТЭК» будет осуществлено строительство научно-технического центра, а «Газпром нефть» планирует запуск центра исследования пластовых систем («Геосфера»).

Проект «Газпромнефть-Хантос»
включает месторождения в ХМАО и Тюменской области



Источник:
«Газпром нефть»

Заключение

Негласная «нефтяная столица» России в полной мере оправдывает свой статус не количеством фактической добычи, а качеством сформированного инвестиционного микроклимата. Мы создаем интеллектуальный центр для предприятий ТЭК, где у добывающих и нефтесервисных компаний есть вся необходимая инфраструктура и всестороннее содействие со стороны правительства области. А реальные результаты можно отследить на примере уже упомянутого выше импортозамещения.

В текущей экономической ситуации сложно говорить о прогнозах в долгосрочной перспективе. Однако по оценке аналитиков McKinsey ожидаемый эффект от развития нефтесервисного кластера к 2025 году составит 167 млрд рублей, что практически в 4 раза превышает ожидания 2020 года.

Особо значимый для региона показатель – занятость – с 9 тысяч человек вырастет до 37,5 тысяч рабочих мест. Прямой вклад ВРП с 15 млрд рублей вырастет до 64 млрд рублей, а полный – с 31 млрд рублей до 135 млрд рублей. Всего за 2020–2025 годы инвестиции в отрасль превысят 100 млрд рублей.

Безусловно, помимо стратегической цели импортозамещения, данные меры дадут дополнительный стимул развитию высокотехнологичных рабочих мест, кадрового потенциала, росту количества компаний ТЭК в регионе, а также поддержке профильных вузов и Западно-Сибирского научно-образовательного центра.



Добыча газа в Северном море

Источник: energyvoice.com

УДК 620.92:661.96

DOI 10.46920/2409-5516_2020_9151_16

Новая энергополитика ЕС: заменят ли ВИЭ и водород российский газ?

New EU energy policy: can renewable energy and hydrogen replace Russian gas?

Алексей ГРОМОВ

Руководитель энергетического департамента
Фонда «Институт энергетики и финансов», к. г. н.
e-mail: a_gromov@fief.ru

Alexey GROMOV

Head of the Energy Department, FIEF, C.G.Sc.
e-mail: a_gromov@fief.ru

Промышленность Северного моря
оказалась уязвимой к низким ценам на нефть

Источник:

houstonchronicle.com



Аннотация. В статье проводится анализ последних изменений европейской энергетической политики, связанных с применением на практике европейского «Зеленого пакта». Приводится оценка их долгосрочного влияния на перспективы российского газа в странах ЕС. Рассматриваются риски и возможности российско-европейского энергетического партнерства в условиях построения углеродно-нейтральной экономики ЕС.

Ключевые слова: «Зеленый пакт», природный газ, водород, энергетическая политика, низкоуглеродное развитие, стратегия комплексного развития энергетической системы ЕС.

Abstract. The article analyzes the latest changes in European energy policy related to the practical application of the European «Green Pact». An assessment of their long-term impact on the prospects of Russian gas in the EU countries is given. The risks and opportunities of the Russian-European energy partnership in the context of building a carbon-neutral EU economy are considered.

Keywords: «Green Pact», natural gas, hydrogen, energy policy, low-carbon development, strategy for integrated development of the EU energy system.



**Решение Европы
о создании
декарбонизированной
экономики к 2050 г.
означает необходимость
выстраивания новых
отношений с ЕС
в энергосфере**

Протесты «зеленых» в Европе против выбросов CO₂

Источник: DennisJacobsen / Depositphotos.com

Европейская энергетическая политика последних десятилетий традиционно была ориентирована на развитие возобновляемых источников энергии, сокращение зависимости стран Европейского союза от импорта углеводородов и снижение выбросов парниковых газов.

В 2019 году на фоне усиления «зеленых» протестных настроений в ряде европейских стран из-за недостаточной активности властей в борьбе с климатическими изменениями на планете, новый состав Европейской комиссии во главе с Урсулой фон дер Ляйен объявил в качестве одного из приоритетов создание условий для построения полностью декарбонизированной энергетики и экономики к 2050 году.

Первым шагом Европейской комиссии в этом направлении стала презентация так называемого европейского «Зеленого пакта» (Green Deal) в декабре 2019 года. В начале июля 2020 года в развитие его основных положений были представлены сразу два стратегических документа Евросоюза:

- Стратегия комплексного развития энергетической системы ЕС (An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 299)¹;
- Водородная стратегия для климатически нейтральной Европы

¹ URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

(A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301)².

Опубликованные документы представляют собой не просто декларации о намерениях властей, но вполне четкие планы Евросоюза, подкрепленные правовыми механизмами и источниками финансирования, по радикальному снижению потребления углеводородов европейской экономикой и энергетикой уже в ближайшие годы.

Для России, которая является одним из основных поставщиков углеводородов, в первую очередь, природного газа

был в свое время Третий энергетический пакет. Более того, по-видимому, именно концепция построения климатически нейтральной Европы будет определяющей во всей европейской энергетической политике на ближайшие десятилетия. России придется искать возможности адаптации к меняющейся энергетической политике Евросоюза. Причем делать это необходимо уже сегодня, иначе новые законы ЕС в этой области могут стать очень неприятным сюрпризом для российских энергетических компаний, ориентированных на европейский рынок.



Новый европейский газопровод Baltic pipe может быть построен в 2022 году

Источник:
3dmentat / Depositphotos.com

в Европу, это означает не только неизбежное и устойчивое сокращение поставок, но и необходимость выстраивания новых отношений с ЕС в энергетической сфере. Основой таких отношений должен стать поиск взаимовыгодных путей энергетического сотрудничества в рамках обеспечения низкоуглеродного развития европейской экономики.

Другими словами, европейский «Зеленый пакт» становится для России таким же значимым документом, каким

Россия на европейском газовом рынке сегодня: газовый баланс ЕС

До пандемии COVID-19, которая по итогам 2020 г.,³ очевидно, приведет к существенному сокращению потребления газа европейскими странами, потребность в импортном газе в ЕС постоянно возрастала (таблица 1).

³ В настоящей статье не рассматривается влияние COVID-19 на европейский газовый рынок, поскольку данный вопрос требует отдельного рассмотрения и более детального анализа, который будет осуществлен позднее, по мере выхода достоверных статистических данных.

² URL: https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en

Газовый баланс ЕС, млрд м³	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление	557,1	521,5	561,4	506,5	493,9	485,6	430,7	448,1	479,3	499	492,1
изменение, млрд м³		-35,6	40	-54,9	-12,6	-8,3	-54,8	17,4	31,2	19,7	-7
изменение,% г/г		-6 %	8 %	-10 %	-2 %	-2 %	-11 %	4 %	7 %	4 %	-1 %
изменение,% 2008 = 100		-6 %	1 %	-9 %	-11 %	-13 %	-23 %	-20 %	-14 %	-10 %	-12 %
Собственная добыча	217,1	195,5	199,8	178,7	167	164,6	148,1	133,7	134,6	129,4	117,9
изменение, млрд м³		-21,6	4,4	-21,1	-11,8	-2,3	-16,6	-14,3	0,9	-5,2	-11,4
изменение,% г/г		-10 %	2 %	-11 %	-7 %	-1 %	-10 %	-10 %	1 %	-4 %	-9 %
изменение,% 2008 = 100		-10 %	-8 %	-18 %	-23 %	-24 %	-32 %	-38 %	-38 %	-40 %	-46 %
Потребность в импорте	340	326	361,6	327,8	326,9	320,9	282,7	314,4	344,7	369,7	374,1
изменение, млрд м³		-14	35,6	-33,9	-0,8	-6	-38,3	31,7	30,4	24,9	4,5
изменение,% г/г		-4 %	11 %	-9 %	0 %	-2 %	-12 %	11 %	10 %	7 %	1 %
изменение,% 2008 = 100		-4 %	6 %	-4 %	-4 %	-6 %	-17 %	-8 %	1 %	9 %	10 %
Импорт	437,5	424,2	460,3	449,4	435,5	436,1	405	431,9	447,8	491,4	463,4
изменение, млрд м³		-13,3	36,1	-10,9	-13,9	0,6	-31,1	26,9	15,9	43,6	-28,1
изменение,% г/г		-3 %	9 %	-2 %	-3 %	0 %	-7 %	7 %	4 %	10 %	-6 %
изменение,% 2008 = 100		-3 %	5 %	3 %	0 %	0 %	-7 %	-1 %	2 %	12 %	6 %

Таблица 1. Динамика изменения газового баланса ЕС-28, 2010–2018 гг.

Источник:
ФИЭФ по данным [3]

Собственная добыча газа, осуществляемая лишь на истощенных месторождениях Северного моря, уже вошла в фазу падения. Ее сокращение в 2018 году по сравнению с 2008 годом составило 46 % или 99,1 млрд кубометров.

Поставки газа в Европу идут как традиционным для региона способом по трубопроводам, так и в сжиженном виде.

На долю трубопроводного газа в 2018–2019 годах приходилось 88 % всех поставок из внешних и внутренних источников. Цена трубопроводного газа для европейских потребителей более низкая по сравнению с СПГ. С учетом развитой газотранспортной инфраструктуры, ориентированной на поставки газа из стран, не входящих в ЕС (Россия, Норвегия, Алжир), это служит одной из главных причин явного доминирования

трубопроводных поставок в структуре европейского газового импорта.

Главными внешними поставщиками природного газа по магистральным трубопроводам в Европу являются Россия, Норвегия, Алжир, Ливия, а СПГ – Катар, Нигерия, Алжир, Россия, США (рис. 1).

Основным внешним поставщиком «сетевого» газа в Европейский союз является Россия, на долю которой приходится более 43 % от европейского газового импорта.

Роль российского газа в энергообеспечении стран-членов ЕС

По данным Eurostat, в 2018 году Россия поставила в Евросоюз 150,5 млрд кубоме-

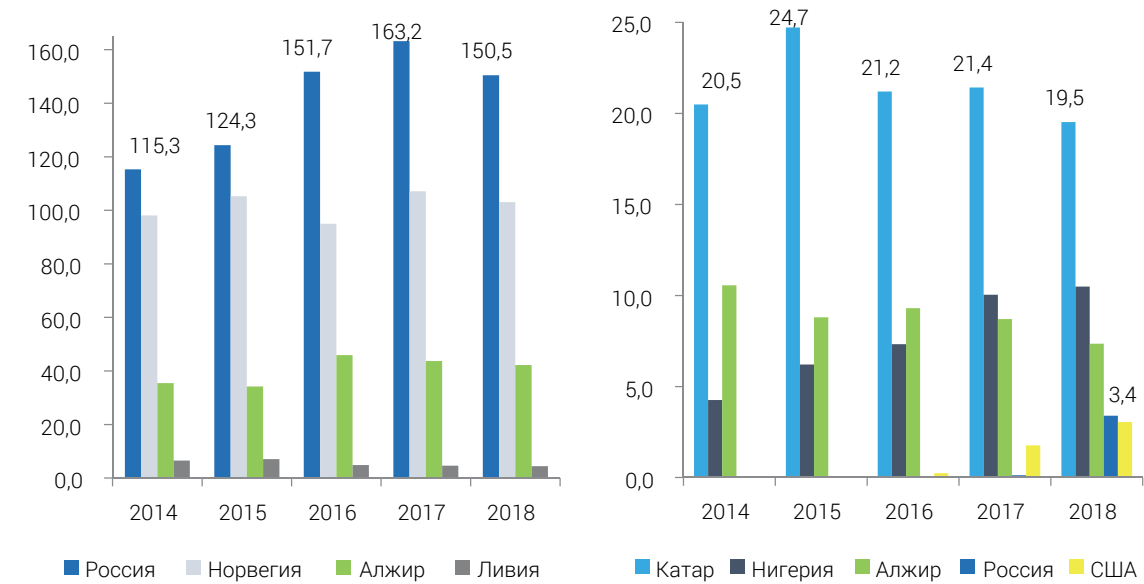


Рис. 1. Динамика импорта «сетевого» газа (слева) и СПГ (справа) странами ЕС из основных стран – внешних поставщиков, 2014–2018 гг., млрд м³

Источник:
ФИЭФ по данным [3]

тров природного газа. Несмотря на общее снижение российского газового экспорта в европейском направлении по итогам 2019 года на 4,1 %, общий объем поставок российского «сетевого» газа именно в страны ЕС (не включая Турцию)⁴ практически не изменился и составил 150,3 млрд м³, поэтому данные Eurostat, актуализированные на 2018 год, вполне адекватно отражают текущее положение дел с поставками российского газа и его ролью в энергообеспечении отдельных стран-членов ЕС (таблица 2).

Как видно из данных, представленных в таблице 2, зависимость ЕС от импорта российского газа сильно отличается от региона к региону. Так, в странах Западной Европы доля российского газа в структуре потребления газа, как правило, не превышает 50 %. В странах Восточной и Юго-Восточной Европы доля российского газа в структуре потребления растет до 70 % и выше. В ряде же стран ЕС (Болгария, Чехия, Эстония, Латвия, Венгрия, Словакия, Финляндия) доля импортируемого из России газа составляет более 90 %.

Вместе с тем, стратегическая ориентация России на европейский рынок и зави-

⁴ Снижение российского газового экспорта в европейском направлении (по классификации «Газпрома») по итогам 2019 г. было связано, в первую очередь, с резким сокращением поставок российского газа в Турцию, а падение поставок в Германию на 8 % было компенсировано резким ростом поставок российского природного газа в страны Центральной и Восточной Европы.



Первая стыковка Arctic Lady's на СПГ-терминале в Дюнкерке
Источник: reganosa.com

симость от трубопроводного транспорта делает нашу страну зависимой от европейского спроса на российский газ, поскольку на страны ЕС-28 в настоящее время приходится порядка 68 % российского газового экспорта.

Контрактные основы газовых взаимоотношений России и ЕС

Сегодня в Европейском союзе доминируют долгосрочные контракты на поставку природного газа, более 50 % которых заключено с «Газпромом». Портфель России

включает долгосрочные экспортные контракты, заключенные с 17 странами ЕС, в которых преимущественно используется нефтяная индексация (таблица 3).

После принятия Третьего энергетического пакета, разработки целевой модели газового рынка и исследования Quo Vadis, постепенно формируется новое понимание европейскими контрагентами традиционных условий и обязательств долгосрочных экспортных контрактов. Это выражается, с одной стороны, в необходимости сохранить такие контракты как основу энергобезопасности, а с другой – в настоятельной

Таблица 2. Роль российского природного газа в энергообеспечении стран-членов ЕС, 2017–2018 гг.

Источник:
ФИЭФ по данным [3]

Страна	Объем поставок российского газа, млрд м³		Доля российского газа в структуре импорта, %		Доля российского газа в структуре потребления, %	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Европейский союз (28)	163,2	150,5	44 %	43 %	33 %	31 %
Бельгия	0	0,1	0 %	2 %	0 %	0 %
Болгария	3,3	3,1	100 %	100 %	94 %	95 %
Чехия	8,8	8	99 %	100 %	98 %	93 %
Дания	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Германия	62,1	43,1	85 %	95 %	66 %	47 %
Эстония	0,5	0,5	100 %	100 %	99 %	97 %
Ирландия	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Греция	2,9	3,2	51 %	63 %	55 %	63 %
Испания	0	0,9	0 %	5 %	0 %	3 %
Франция	9,1	9,8	22 %	26 %	19 %	21 %
Хорватия	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Италия	33,1	32,8	49 %	49 %	43 %	44 %
Латвия	1,2	1,4	100 %	100 %	100 %	96 %
Литва	1,3	1,3	40 %	40 %	56 %	59 %
Люксембург	0,2	0,2	28 %	45 %	23 %	25 %
Венгрия	12,7	12,1	100 %	100 %	119 %	117 %
Мальта	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Нидерланды	9,4	14,1	25 %	27 %	24 %	37 %
Австрия	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Польша	10,3	9,7	85 %	76 %	53 %	48 %
Португалия	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Румыния	1,2	1,3	100 %	100 %	10 %	11 %
Словения	0,2	0,3	100 %	100 %	22 %	30 %
Словакия	4,4	4,4	100 %	100 %	86 %	86 %
Финляндия	2,3	2,6	100 %	97 %	96 %	95 %
Швеция	0	0	0 %	0 %	0 %	0 %
Великобритания	0,1	1,5	0 %	7 %	0 %	2 %

Страна – партнер	Заключенные контракты на поставку природного газа	Экспорт газа, млрд м³	Доля в поставках ПАО «Газпром», %
Австрия	2006–2040 гг. (34 года)	12,31	6
Болгария	2013–2022 гг. (9 лет)	3,17	2
Великобритания	Gazprom Marketing & Trading	14,26	7
Венгрия	2015–2021 гг. (6 лет)	7,41	4
Германия	2006–2031 гг. (25 лет) 2006–2035 гг. (29 лет)	58,5	29
Греция	2018–2027 гг. (9 лет)	3,29	2
Дания	2006–2025 гг. (19 лет)	1,72	1
Италия	2006–2035 гг. (29 лет)	22,77	11
Нидерланды	2000–2020 гг. (20 лет)	7,88	4
Польша	Поставки природного газа в Польшу и транзит через ее территорию осуществляются по долгосрочным контрактам на основе межправительственного соглашения от 25 августа 1993 г.	9,86	5
Румыния	2010–2030 гг. (20 лет)	1,32	1
Словакия	2008–2031 гг. (23 года)	5,08	3
Словения	2018–2022 гг. (4 года)	0,46	0
Финляндия	2015–2031 гг. (16 лет)	2,62	1
Франция	2006–2031 гг. (25 лет)	12,92	6
Чехия	1998–2035 гг. (37 лет)	6,49	3
Хорватия	2017–2027 гг. (10 лет)	2,04	1

Таблица 3. Российские долгосрочные контракты на поставку природного газа в страны-члены ЕС по состоянию на 2019 г.

Источник:
ФИЭФ по данным [3]

рекомендации нейтрализовать или удалить в них негативные элементы, противоречащие антимонопольному законодательству. Так, европейские регуляторы хоть и не называют сроки контрактов критичными, но отмечают, что долгосрочные договоры не должны пронизывать весь рынок. Иначе это будет ограничивать возможности доступа для новых поставщиков. Что касается условия «бери-или-плати», то завышение объемов таких обязательств ограничивает возможность контрагентов приобретать газ у других поставщиков и диверсифицировать импорт. Запрет реэкспорта газа и оговорки о пунктах назначения рассматриваются Европейской комиссией как противоречие антимонопольному законодательству, а именно, как препятствие свободному движению товаров и услуг внутри ЕС. Доминирующее положение одного поставщика на рынке, в свою очередь, ассоциируется с угрозой возникновения

высокой концентрации рынка и ограничением конкуренции. В результате сами долгосрочные контракты расцениваются европейскими регуляторами как ограничение конкуренции, что требует их пересмотра. Таким образом, газовые отношения между Россией и ЕС, базирующиеся на долгосрочных контрактах, уже претерпевают значительные корректировки, вызванные фундаментальными изменениями европейской энергетической политики, ориентированной на создание единого и полностью либерализованного европейского газового рынка. Следующим шагом европейских регуляторов, проводящих последовательную политику по снижению зависимости от импорта энергоресурсов и построение климатически нейтральной европейской экономики, по-видимому, станет полный отказ от практики заключения долгосрочных контрактов на поставки природного

Учитывая, что 90 % российских долгосрочных контрактов на поставки газа в Европу истекают к 2030 году, у России осталось мало времени для переформатирования отношений с ЕС в газовой сфере

газа и перевод европейской экономики на собственные источники газообразного топлива (водород, биометан, синтез-газ). Учитывая, что 90 % российских долгосрочных контрактов на поставки газа в европейские страны истекают к 2030 году, у России осталось сравнительно мало времени для переформатирования отношений с ЕС в газовой сфере.

Новые «зеленые» императивы европейской энергетической политики

Европейская комиссия опубликовала 8 июля 2020 года Стратегию комплексного развития энергетической системы ЕС (An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 299). Данный документ разработан в соответствии с дорожной картой реализации европейского «Зеленого пакта», который предусматривает разработку в ближайшие несколько лет основ нового нормативно-правового регулирования в Евросоюзе для достижения цели формирования климатически нейтральной европейской экономики и энергетики к 2050 году. Данный документ определяет комплексное развитие энергетической системы ЕС как обеспечение ее скоординированного планирования и функционирования через оптимизацию использования различных видов энергоносителей и энергетической инфраструктуры с максимальным учетом потребностей различных секторов экономики. Ключевыми целями стратегии заявлены:

- сокращение выбросов парниковых газов в тех секторах экономики ЕС, которые наиболее трудно декарбонизировать (использование энергии ВИЭ для энергоснабжения зданий

- и дорожного транспорта, использование возобновляемого и низкоуглеродного топлива для морского транспорта, авиации и ряда производственных процессов);
- обеспечение более эффективного использования энергии (ускоренная электрификация для замещения использования углеводородных топлив, использование когенерационных технологий, повторное использование тепла и пр.);
- усиление конкурентоспособности европейской экономики за счет опережающего развития, масштабирования и стандартизации низкоуглеродных энергетических технологий;



ЕК в июле 2020 г. опубликовала новую Стратегию комплексного развития энергетической системы ЕС
Источник: PantherMediaSeller / Depositphotos.com

- обеспечение дополнительной гибкости энергетической системы ЕС за счет большего замещения углеводородов ВИЭ и низкоуглеродными топливами, а также развития разных технологий хранения электроэнергии и тепла (домашние электробатареи, электромобили, тепловые насосы и пр.).
- Стратегия также выделяет 6 ключевых направлений трансформации энергетической системы ЕС:
- обеспечение все более энергоэффективного развития энергетики «замкнутого цикла» ЕС;

Стратегия создает искусственное «выравнивание» конкурентоспособности углеводородов и ВИЭ путем введения дополнительной декарбонизационной составляющей в конечной цене углеводородных топлив

- ускорение электрификации энергопотребления в ЕС, основанной на широком использовании ВИЭ;
- стимулирование использования возобновляемых и низкоуглеродных топлив, включая водород, в тех секторах экономики, которые наиболее трудно декарбонизировать;
- адаптация правил функционирования энергетических рынков к требованиям декарбонизации и использования распределенных энергоресурсов;
- создание более интегрированной и комплексной энергетической инфраструктуры;
- цифровизация энергетической системы ЕС и создание системы поддержки инноваций в ней.

Основные положения стратегии комплексного развития энергетической системы ЕС представлены в таблице 4.

Следует отметить, что Европейская комиссия придает большую значимость этому документу, который, фактически, представляет собой план действий на ближайшие несколько лет (2021–2023 гг.) по формированию принципиально новых нормативно-правовых рамок функционирования единого европейского энергетического рынка.

Среди важнейших нововведений этой стратегии, которые будут иметь долгосрочные последствия как для европейской энергетики, так и для российско-европейского взаимодействия в энергетической сфере, следует выделить следующие:

1. Ускоренное продвижение «возобновляемой» электрификации всех сфер экономики ЕС и жизнеобеспечения его населения.
2. Искусственное «выравнивание» конкурентоспособности углеводородных топлив и энергии ВИЭ на основе введения дополнительной декарбонизационной составляющей в конечную цену углеводородных топлив и смягчения налогообложения в части электроэнергии из ВИЭ и водорода.
3. Создание регуляторных предпосылок для развития конкуренто-

АЭС «Дукованы» в Чехии

Источник: MartinLisner / Depositphotos.com



Таблица 4. Основные положения Стратегии комплексного развития энергетической системы ЕС

№ п/п	Направление трансформации энергетической системы ЕС	Ключевые цели	Ключевые механизмы	Сроки
1.	Обеспечение все более энергоэффективного развития энергетики «замкнутого цикла» ЕС	• снижение инвестиций на производство и использование энергии, а также на создание энергетической инфраструктуры; • сокращение потребления первичных энергоресурсов.	• законодательное утверждение принципа «энергоэффективность прежде всего» для энергетической системы в целом в европейском и национальном регулировании; • обеспечение нормативной базы для запуска энергоэффективной Программы реновации (Renovation Wave) жилого фонда ЕС; • пересмотр Европейской Директивы по энергоэффективности для более полного учета энергоэффективности от использования возобновляемой электроэнергии и тепла; • ужесточение нормативных требований по повторному использованию тепла от промышленных объектов и дата-центров.	2021 г. 2021 г. Июнь 2021 г. Июнь 2021 г.
2.	Ускорение электрификации энергопотребления в ЕС, основанной на широком использовании ВИЭ	• рост доли электроэнергии в структуре потребления конечной энергии в ЕС с 23 до 30 % к 2030 г. и до 50 % к 2050 г.; • рост доли ВИЭ в структуре производства электроэнергии с 25 до 55–60 % к 2030 г. и до 84 % к 2050 г.; • увеличение доли электроотопления в жилом фонде ЕС до 40 % к 2030 г. и до 50–70 % к 2050 г.; • увеличение использования энергии ВИЭ (тепловые насосы) в промышленности; • дальнейшее стимулирование развития зарядной инфраструктуры и спроса на электромобили; • развитие всех экономически целесообразных технологий хранения электроэнергии.	• разработка Стратегии развития офшорной ветроэнергетики ЕС, предусматривающей производство «зеленого» водорода с использованием электроэнергии, производимой с помощью ветропарков; • пересмотр Европейской Директивы по энергоэффективности в части введения обязательных нормативов по доле «зеленой» электроэнергии для всех видов госзакупок; • устранение всех административных барьеров и нормативно-правовых «лакун» для масштабного производства электроэнергии на базе ВИЭ; • обеспечение приоритетного энергоснабжения зданий энергией ВИЭ (крышные солнечные панели, тепловые насосы и пр.) в рамках реализации Программы реновации жилого фонда ЕС; • запуск пилотных проектов по электрификации низкотемпературных тепловых процессов в промышленности; • ужесточение стандартов выбросов CO₂ для автомобилей и минивэнов для ускорения перехода потребителей на электротранспорт; • пересмотр Регулирования трансевропейской транспортной сети (TEN-T) для обеспечения трансграничной совместимости стандартов электрозаправочной инфраструктуры в странах ЕС, эффективной интеграции электромобилей в электроэнергетическую систему ЕС, развития трансевропейской водородозаправочной сети; • разработка Сетевого Кодекса обеспечения маневренности электроэнергетических систем со стороны спроса (Network Code on Demand Side Flexibility) с целью реализации потенциала использования электромобилей, тепловых насосов и других способов потребления электроэнергии для обеспечения маневренности электроэнергетических систем стран ЕС.	Конец 2020 г. Июнь 2021 г. До конца 2021 г. Июнь 2021 г. До конца 2021 г. Июнь 2021 г. До конца 2021 г. Начиная с конца 2021 г.

№ п/п	Направление трансформации энергетической системы ЕС	Ключевые цели	Ключевые механизмы	Сроки
3.	Стимулирование использования возобновляемых и низкоуглеродных топлив, включая водород, в тех секторах экономики, которые наиболее трудно декарбонизировать	- реализация потенциала производства возобновляемого топлива из биоотходов; - продвижение использования «зеленого» водорода в качестве топлива для грузового транспорта, автобусного парка, водного транспорта, а также сырья для промышленности; - стимулирование масштабного применения CCUS-технологий и синтетического топлива.	- разработка всеобъемлющей терминологии для всех видов возобновляемых и низкоуглеродных топлив, а также Европейской системы их сертификации, базирующейся на учете полного жизненного цикла снижения выбросов CO₂ от их использования; - введение обязательной квоты в 3,5 % для потребления биотоплив, включая биогаз, в дорожном транспорте; - разработка системы обязательных квот на потребление возобновляемых и низкоуглеродных топлив в тех секторах экономики, которые наиболее трудно декарбонизировать (авиация, водный транспорт); - обеспечение финансирования создания флагманских проектов по созданию углеродно-нейтральных промышленных комплексов в ЕС; - разработка основ Сертификации удаления углерода (декарбонизации).	Июнь 2021 г. Июнь 2021 г. Июнь 2021 г. Начиная с 2021 г. До конца 2023 г.
4.	Адаптация правил функционирования энергетических рынков к требованиям декарбонизации и использования распределенных энергоресурсов	- последовательное снижение доли природного газа в общем объеме потребления газообразных топлив в ЕС до 20 % к 2050 г.; - введение декарбонизационной составляющей в конечную цену различных видов энергоносителей; - обеспечение центральной роли потребителя в европейской энергетической системе; - адаптация правил функционирования электроэнергетического и газового рынков ЕС к требованиям по декарбонизации европейской экономики и энергетики.	- подготовка рекомендаций для стран-членов ЕС по включению декарбонизационной составляющей в конечную цену энергоносителей для повышения конкурентоспособности ВИЭ по сравнению с углеводородными топливами; - пересмотр Европейской Директивы в сфере энергетического налогообложения для исключения двойного налогообложения для электроэнергии и водорода; - корректировка цен на эмиссию CO₂ и возможное распространение системы торговли квотами на выбросы CO₂ на новые сектора европейской экономики; - полная ликвидация субсидий для углеводородных топлив; - пересмотр нормативно-правовой базы для создания конкурентоспособного декарбонизированного газового рынка, адаптированного для реализации возобновляемых газов.	2021 г. 2021 – 2022 гг. Июнь 2021 г. Начиная с 2021 г. До конца 2021 г.

№ п/п	Направление трансформации энергетической системы ЕС	Ключевые цели	Ключевые механизмы	Сроки
5.	Создание более интегрированной и комплексной энергетической инфраструктуры	- обеспечение к 2030 г. до 15 % перетока электроэнергии между европейскими электроэнергетической и транспортной инфраструктурами; - продвижение низкотемпературных систем централизованного теплоснабжения; - использование существующей газотранспортной и портовой инфраструктуры для транспортировки и хранения «зеленого» водорода, получаемого на базе электроэнергии офшорных ветропарков ЕС; - создание специализированной инфраструктуры для хранения и транспортировки CO₂ и водорода.	- пересмотр Регулирований трансевропейской транспортной и энергетической сетей (TEN-T и TEN-E) для обеспечения правовых условий их комплексного и взаимосвязанного развития; - пересмотр сферы охвата и особенностей управления европейских 10-тилетних планов инфраструктурного развития (TYNDR) с целью обеспечения скоординированного развития европейской газовой и электроэнергетической инфраструктуры, а также специализированной инфраструктуры для хранения и транспортировки CO₂ и водорода; - стимулирование инвестиций в создание «умных», высокоэффективных систем централизованного теплоснабжения и кондиционирования, базирующихся на использовании энергии ВИЭ.	2020–2021 гг. 2021 г. 2021 г.
6.	Цифровизация энергетической системы ЕС и создание системы поддержки инноваций в ней	стимулирование цифровизации энергетической системы ЕС для обеспечения ее ускоренной декарбонизации.	- адаптация Плана действий в области цифровизации европейского энергетического сектора с целью создания конкурентоспособного рынка цифровых услуг в сфере энергетики; - разработка Сетевого Кодекса по обеспечению кибербезопасности в электроэнергетике.	2021 г.

способного декарбонизированного газового рынка ЕС с преференциями для возобновляемых и низкоуглеродных газообразных топлив (биогаз, биометан, синтез-газ, «зеленый» водород) на фоне целенаправленного сокращения использования природного газа в экономике ЕС.

4. Совместное использование газотранспортной инфраструктуры ЕС для транспортировки водорода и создание принципиально новых видов энергетической инфраструктуры, предназначенной для транспортировки и хранения водорода и CO₂.

Риски и возможности для российско-европейских отношений в газовой сфере в новых регуляторных условиях

Представленный выше краткий обзор основных положений новой стратегии комплексного развития энергетической системы ЕС показывает, что Европейский союз перешел к практическим шагам по созданию декарбонизированного энергетического рынка, где в перспективе практически не будет места для углеводородов (нефти, природного газа, угля).



Клайпедский терминал СПГ

Источник: ПАО НК «Роснефть»

Для России как ведущего поставщика углеводородов в страны ЕС это создает большие риски, связанные, в первую очередь, с целенаправленным и не мотивированным экономически уходом от природного газа. Учитывая, что основная часть российских долгосрочных контрактов на поставку газа в ЕС истекает к 2035 году, целесообразно посмотреть, как могла бы трансформироваться будущая структура европейского газового баланса в отсутствии значимых политических и регуляторных решений в энергетической сфере ЕС.

Так, в настоящее время собственная добыча в Европе обеспечивает лишь 25 % потребления природного газа (рис. 2), при этом ее доля в европейском газовом ба-

лансе менее чем за 10 лет уже снизилась на 13 процентных пунктов.

По прогнозам ENTSG, к 2035 году возможно более чем двукратное сокращение собственной добычи природного газа в ЕС с текущих 118 до 52–55 млрд кубометров (рис. 3), вызванное естественным истощением газовых месторождений Великобритании, Нидерландов, Румынии и других стран.

Долгосрочные прогнозы спроса на газ в Евросоюзе, выполненные до принятия европейского «Зеленого пакта» до 2050 года, показывают относительную устойчивость потребления газообразных топлив странами ЕС в перспективе до 2035–2040 гг. и хорошие перспективы роста спроса на российский газ (рис. 4).

Рис. 2. Динамика изменения структуры газового баланса ЕС, 2010–2018 гг. %

Источник: ФИЭФ по данным [3]

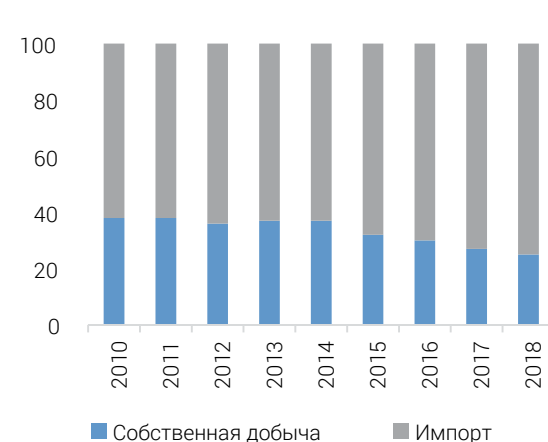


Рис. 3. Прогноз динамики собственной добычи газа в ЕС-28 по странам, 2020–2035 гг., млрд м³

Источник: ФИЭФ по данным [4]

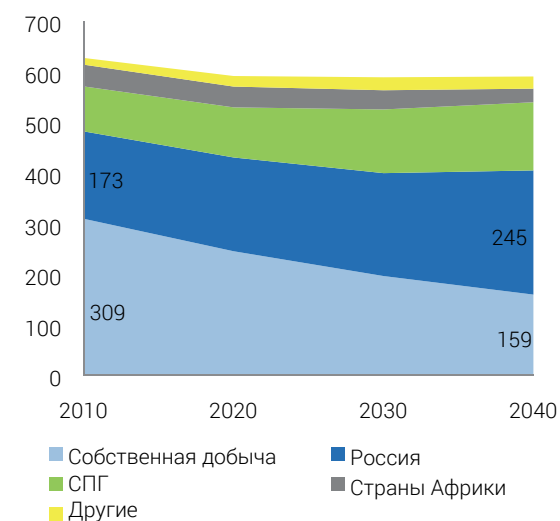
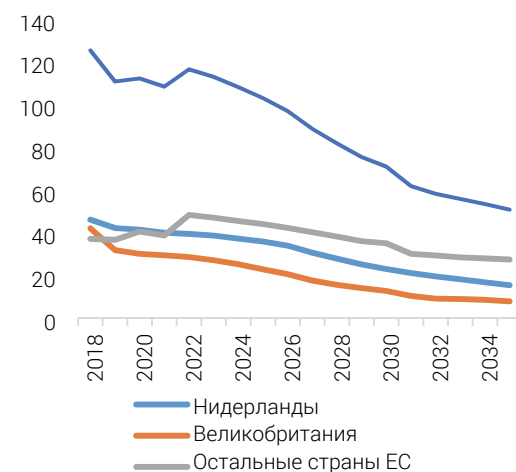


Рис. 4. Прогноз изменения структуры газового баланса ЕС до 2040 г., млрд м³

Источник: [5]

Существует три наиболее вероятных сценария будущей динамики европейского спроса на газ на период до 2035–2040 гг. Сценарий 1 – стагнация на текущих уровнях (около 490 млрд кубометров), сценарий 2 – рост на 15–17 % и сценарий 3 – снижение на 20–22 % от текущих показателей. Таким образом, возможный диапазон значений будущего спроса на газ в ЕС к 2035–2040 годам варьируется от 385 до 575 млрд кубометров (рис. 5).

Если брать во внимание сокращение собственной добычи природного газа в ЕС до 52–55 млрд кубометров и ожидаемые объемы производства возобновляемых газообразных топлив, которые, по прогнозу ENTSG, могут составить от 20 до 50 млрд кубометров, то мы получаем, что импортозависимость Европы в перспективе 2035–2040 годов ни при каких условиях не снизится ниже текущих 75 %, но может вырасти до 82–85 %.

Российский газ получал бы на газовом рынке ЕС серьезные конкурентные преимущества на долгосрочную перспективу из-за наличия развитой газотранспортной инфраструктуры и относительно низкой себестоимости добычи и транспортировки.

Однако все эти рассуждения справедливы для текущих регуляторных условий европейского энергетического рынка. Но уже сейчас идет процесс принятия новых целевых установок сетевых кодексов, директив и регламентов, и долгосрочные перспективы устойчивого положения России на газовом рынке ЕС становятся все менее очевидными.

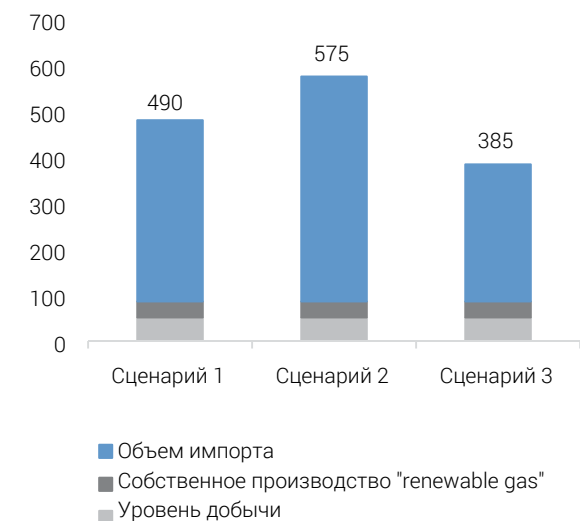


Рис. 5. Прогноз ФИЭФ изменения структуры газового баланса ЕС до 2035–2040 гг.

Источник: ФИЭФ

Заявленное в стратегии ускоренное продвижение «возобновляемой» электрификации всех сфер экономики и жизнеобеспечения европейского населения, в том числе в рамках масштабной реновации жилого фонда (Renovation Wave), ведет, фактически к целенаправленному отказу от использования природного газа в коммунально-бытовом секторе Европы, который всегда был одним из наиболее стабильных источников спроса на него.

С учетом сокращения собственной добычи до 52–55 млрд м³, импортозависимость ЕС в 2035–2040 гг. ни при каких условиях не снизится ниже текущих 75 %, но может вырасти до 82–85 %

Дополнительные меры властей ЕС, предусматривающие ускоренное развитие электрификации дорожного транспорта, а также зафиксированные в новой стратегии законодательные инициативы по использованию водорода в качестве топлива для тяжелых грузовиков, также морского и речного транспорта, не оставляют никаких сомнений в том, что европейские регуляторы не планируют

стимулировать масштабное развитие газомоторного топлива в регионе, если только оно не будет базироваться на использовании возобновляемого газа местного производства.

Учитывая, что в европейской электроэнергетике природный газ уже вполне успешно вытесняется ВИЭ, власти ЕС, фактически, стремятся к максимально возможному сужению спроса на природный газ в регионе.

Следующее важнейшее направление новой стратегии ЕС – это стимулирование перехода европейских потребителей на различные виды газообразного топлива, произведенных в Европе из возобновляемых источников энергии (биогаз, биометан, синтез-газ и «зеленый» водород), которые могут быть использованы в качестве замены импортному газу.

Пока цена таких видов газообразного топлива в 3–4 раза выше для потребителя, чем цена импортируемого природного газа.

Власти ЕС нашли решение этой проблемы в искусственном «выравнивании» конкурентоспособности углеводородных топлив, энергии ВИЭ и возобновляемых топлив на основе введения дополнительной декарбонизационной составляющей в конечную цену углеводородных топлив. Другими словами, власти ЕС планируют уже к концу 2021 года сформировать предложения по введению, по сути, «налога на углерод», размер которого должен обеспечить равную цену на природный газ и «возобновляемое» газообразное топливо. Такое «выравнивание» цены должно создать стимулы для более активного развития производства «возобновляемых» газообразных топлив в регионе. Одновременно планируется разработка всеобъемлющей терминологии для всех видов возобновляемых и низкоуглеродных топлив, а также Европейской системы их сертификации, базирующейся на учете полного жизненного цикла снижения выбросов CO₂ от их использования.

У ЕС и России существуют общие трубопроводы, технические характеристики которых позволяют обеспечивать поставки метан-водородных газовых смесей с примесью водорода от 5 до 20 %



Общая газовая инфраструктура РФ и ЕС позволяет обеспечивать поставки метана с примесью водорода
Источник: ft.com

Таким образом, власти ЕС планируют уже к концу 2021 года создать широкий набор регуляторных предпосылок для развития конкурентоспособного декарбонизированного газового рынка ЕС с целым спектром искусственных преференций для возобновляемых и низкоуглеродных газообразных топлив.

И здесь следует признать, что при последовательной реализации поставленных целей европейской энергетической политики, зафиксированных в Стратегии комплексного развития энергетической системы, задача по сокращению доли природного газа до 20 % в общем объеме потребления газообразных топлив к 2050 году не выглядит недостижимой.

Во-первых, за счет ускоренной электрификации экономики ЕС и жизнеобеспечения его населения, существенно сократится объем будущего спроса на газ в регионе. Во-вторых, дополнительные регуляторные меры поддержки потребления и производства «возобновляемых» газообразных топлив должны обеспечить в разы более значимый прирост его производства, чем прогнозировавшийся ранее 50 млрд кубометров к 2040 году.

Если предположить, что Евросоюз будет последовательно двигаться в направлении практической реализации заявленных целей, то к концу действия большинства долгосрочных контрактов на поставку российского газа реальная потребность в импортном газе в Европе радикально снизится.

В этих условиях, российский импортный газ в будущем будет достаточно приобретать на спотовом рынке европейских газовых хабов,

поскольку основные объемы европейского газопотребления будут закрываться поставками «возобновляемого» газообразного топлива и собственной, пусть и небольшой, добычей.

Вместе с тем, указанные изменения произойдут на горизонте 2035–2040 годов, а до этого времени России необходимо выстроить новые взаимоотношения с ЕС в энергетической сфере, учитывая не только риски постепенного сжатия европейского рынка природного газа, но и возможности, которые открываются перед Россией в свете построения углеродно-нейтральной экономики и энергетики ЕС.

Так, согласно европейским стратегическим документам, «зеленый» и низкоуглеродный водород рассматриваются в качестве основных видов так называемого «возобновляемого» газообразного топлива, которые станут основой будущего газового баланса ЕС.

Страны ЕС признают, что, по крайней мере, до 2035–2040 годов объемы собственного производства «зеленого» водорода на базе электролиза с использованием электроэнергии офшорных ветропарков будут недостаточны для удовлетворения спроса. В этом контексте страны ЕС будут заинтересованы в импорте низкоуглеродного «голубого» водорода, произведенного на основе пиролизных технологий из природного газа.

Учитывая наличие у ЕС и России общей трубопроводной инфраструктуры, технические характеристики которой позволяют обеспечивать поставки не только природного газа, но и метан-водородных газовых смесей с примесью водорода от 5 % до 20 %, для России открываются возможности по развитию экспорта таких смесей в ЕС.

Таким образом, Россия могла бы организовать на своей территории масштабное производство «голубого» водорода, основным экспортным рынком для которого стал бы газовый рынок ЕС.

Использованные источники

1. An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 299 [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf (дата обращения 24.07.2020).
2. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en (дата обращения 24.07.2020).
3. Eurostat [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> (дата обращения 27.07.2020).
4. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.entsog.eu/scenarios> (дата обращения 28.07.2020).
5. BP Energy Outlook 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-energy-outlook-2019.html> (дата обращения 27.07.2020).

6-9
ОКТАБРЯ 2020

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЁР



ПАРТНЁР



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2160

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68



6-9 ОКТЯБРЯ 2020



Х ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
**ГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЁР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ПАРТНЁРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



КИН с учетом естественного восполнения запасов

Oil recovery factor taking into account natural reserves replacement

Валерий ИКТИСАНОВ

Заведующий лабораторией гидродинамических исследований института «ТатНИПинефть»,
д. т. н., профессор
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Фёдор ШКРУДНЕВ

Полномочный представитель Президента РФ
в Ленинградской области в 1993–1999 гг.,
Председатель Президиума русского научно-
технического общества
e-mail: rnto369@gmail.com

Valery IKTISANOV

Head of the Hydrodynamic Research Laboratory,
TatNIPineft Institute, Doctor of Technical Sciences,
Professor
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Fedor SHKRUDNEV

Authorized Representative of the President of the
Russian Federation in Leningrad Region in 1993–1999,
Chairman of the Presidium of the Russian Scientific and
Technical Society
e-mail: rnto369@gmail.com

Добыча нефти в округе Керн, Калифорния

Источник: oranhall / Depositphotos.com



Аннотация. На некоторых давно разрабатываемых месторождениях наблюдается превышение накопленной добычи над извлекаемыми, а иногда и начальными геологическими запасами. Суть этого процесса в большинстве случаев связана с естественным восполнением запасов нефти на месторождении, чему имеется всё больше подтверждений различных учёных. В статье предложен метод описания этого процесса и разделения нефти на изначальную и «новую». Подтвержден ряд известных выводов, в частности, существование длительного периода добычи нефти с уровнем 10–15 % от максимальной. Обнаружено, что для терригенных объектов Ромашкинского месторождения обнуление добычи изначальной нефти наступает примерно через 40–50 лет, а далее добывается вновь поступившая нефть.

Ключевые слова: нефть, КИН, нефтеотдача, геологические запасы, прирост запасов, подпитка.

Abstract. In some fields that have been developed for a long time, there is an excess of cumulative production over recoverable, and sometimes even initial, geological reserves. The essence of this process in most cases is associated with the natural replenishment of oil reserves in the field, which is more and more confirmed by various scientists. The article proposes a method for describing this process and separating oil into original and «new». A number of well-known conclusions have been confirmed, in particular, the existence of a long period of oil production with a level of 10–15 % of the maximum. It was found that for the terrigenous objects of the Romashkinskoye field, the initial oil production is reset to zero in about 40–50 years, and then the newly supplied oil is produced.

Keywords: oil, oil recovery factor, oil recovery, geological reserves, reserves increment, recharge.



Исследования показали: прирост мировых запасов нефти по старым месторождениям превышает добычу углеводородов на новых месторождениях

По теме коэффициента извлечения нефти (КИН) опубликовано множество работ известных ученых, которые подробно сопоставили динамику КИН по различным странам и месторождениям, описали составляющие этого коэффициента в зависимости от типа коллекторов, физико-химических свойств нефтей, методов увеличения нефтеотдачи и так далее. Закономерно возникает вопрос, что авторы данной статьи хотели привести нового в определение коэффициента из-

влечения? Ответ на этот вопрос простой – учесть несоответствие накопленной добычи и изначальных геологических запасов, наблюдаемое на длительно разрабатываемых месторождениях.

Примеров превышения накопленной добычи над извлекаемыми (и иногда геологическими) запасами накопилось множество. Так, по данным специалиста американской геологической службы D.L. Gautier (Д. Готье) постоянный прирост извлекаемых запасов наблюдается у месторождений бассейна Сан Джоакин (San Joaquin) в Калифорнии, месторождений в Северном море, месторождения Зулуф в Саудовской Аравии и других. Выполненный им анализ показал, что прирост мировых запасов нефти по старым месторождениям превышает добычу углеводородов на новых месторождениях (рис. 1). Классическим примером прироста извлекаемых запасов является более чем столетняя история разработки месторождения Мидвей-Сансет (Midway Sunset) в Калифорнии (рис. 2). В 60-е годы на этом месторождении активно применяли передовые методы повышения нефтеотдачи: закачку пара и внутрипластовое горение, однако прирост запасов происходит постоянно.

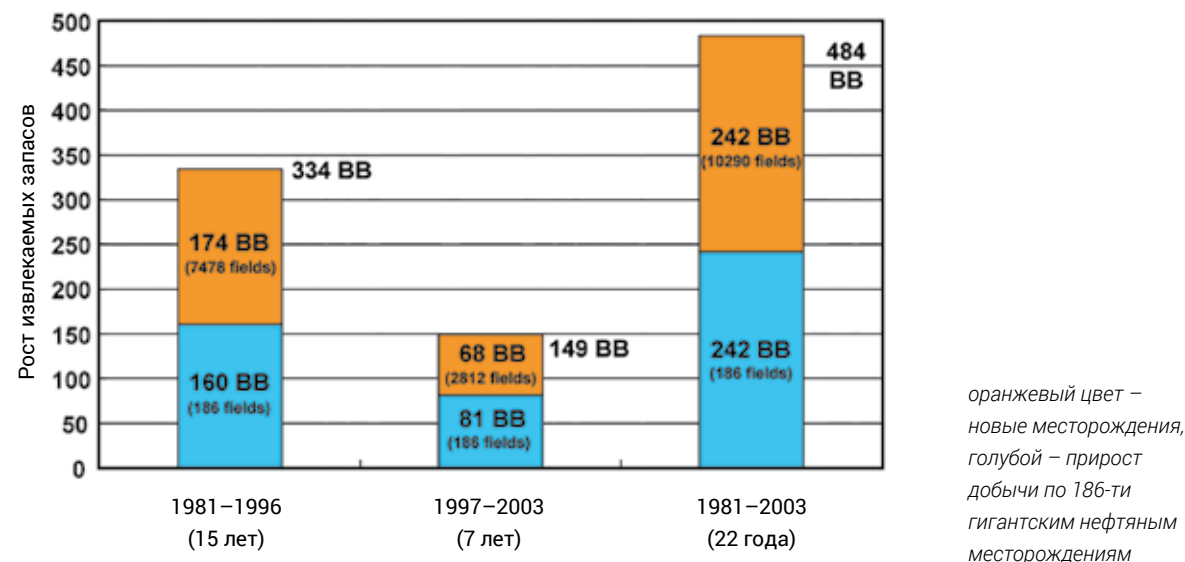


Рис. 1. Открытие новых месторождений и прирост запасов на старых месторождениях в период с 1981 по 2003 годы (данные от IHS Energy Group)

В России в качестве примера можно привести месторождения на Северном Кавказе и в Ставропольском крае, для которых первоначально подсчитанные запасы нефти были многократно превышены добычей в процессе их многолетней разработки [1]. На крупнейшем Ромашкинском нефтяном месторождении в Татарстане, которое разрабатывается уже более 75 лет, в последние десятилетия наблюдается своеобразное «второе дыхание». При этом, это месторождение является хорошо изученным. С.Н. Закиров и соавторы [2] на примере Шебелинского газового месторождения, разрабатываемого на газовом режиме, показали, что при начальных запасах около 430 млрд кубометров, накопленный приток глубинного газа составил около 80 млрд кубометров.

На месторождениях Северного Кавказа и в Ставропольском крае первоначально подсчитанные запасы нефти были в несколько раз превышены добычей в процессе их многолетней разработки

Причины изменения извлекаемых запасов широко известны:

- повышение степени достоверности геологической информации в процессе разбуривания залежей и совершенствования методов геофизических исследований скважин;
- использование методов повышения коэффициента нефтеизвлечения, новых типов скважин, методов заканчивания и других.

Однако в ряде случаев речь идет о таком превышении, которое уже невозможно объяснить ни детализацией запасов, ни увеличением коэффициента извлечения нефти. Все эти факты привели к идее о подпитке месторождений, которую озвучил ряд известных отечественных исследователей – Р.Х. Муслимов, В.П. Гаврилов, Н.П. Запивалов, С.Н. Закиров, В.А. Трофимов, В.Г. Изотов, В.И. Корчагин, Р.Р. Ибатуллин, А.И. Тимурзиев, К.Б. Аширов, А.А. Баренбаум и другие.

Конечно не следует думать, что активная подпитка наблюдается на всех месторождениях. Существует множество объектов разработки, в которых не достигается проектный коэффициент извлечения нефти. В связи с этим некоторые ученые полагают, что процесс подпитки месторождений надуман, а парадокс увеличения запасов нефти при каждом последующем подсчете и возрастание добычи нефти объясняется несовершенством учета запасов [3]. Без-

условно с погрешностью определения геологических запасов следует согласиться, но добытая за длительное время нефть не может превышать все потенциально возможные нефтенасыщенные структуры региона [1].

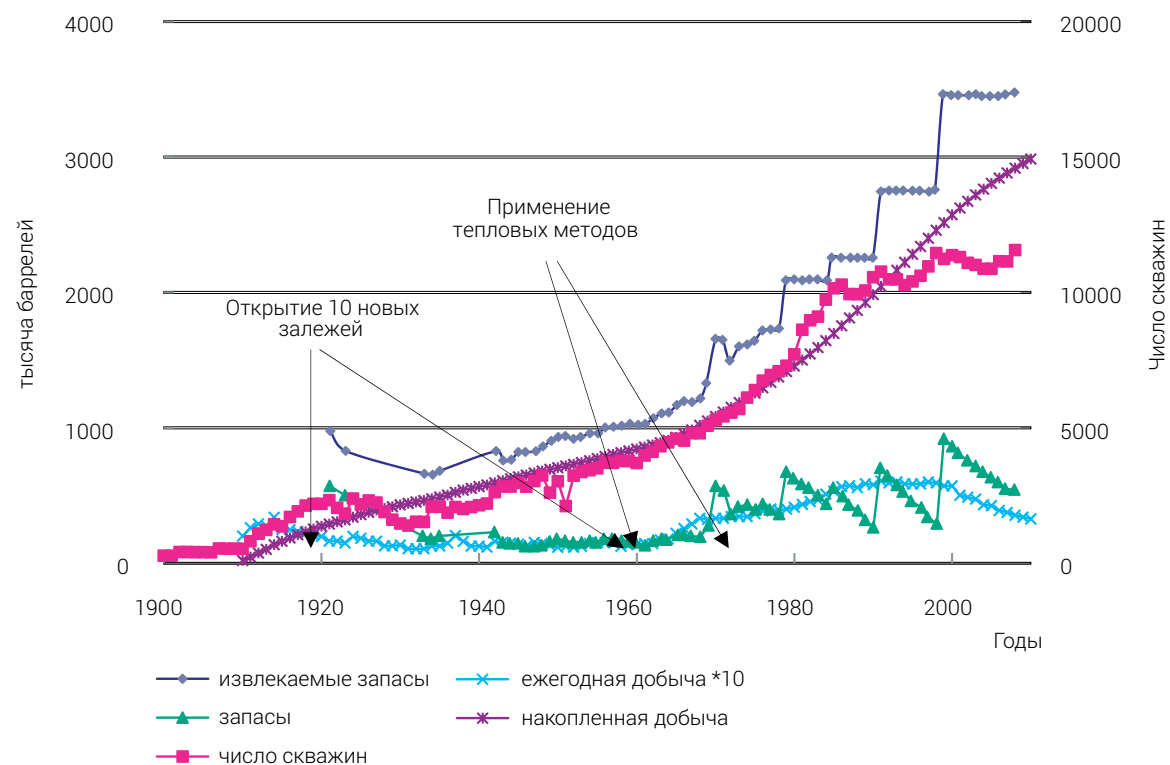
В настоящее время в научной среде идёт активное обсуждение возможного механизма подпитки [4–6]. Наше представление по физике этого процесса в корне отличается от существующих мнений по данному вопросу [7–9]. Но в данном случае не будем касаться механизма подпитки, а рассмотрим другую, не менее важную проблему: описание процесса восполнения запасов и определение коэффициента извлечения с учётом этого фактора.

Для решения поставленной задачи необходимо в первую очередь разделить изначальную нефть, которая содержалась в залежи, и «новую» нефть, поступающую в залежь в результате её разработки. Для этого представим процесс добычи нефти в виде добычи воды из колодца, а ещё лучше, пуска добывающей скважины в работу при изменении уровня жидкости в затрубном пространстве. Вначале приток жидкости происходит из затрубного пространства,

Для основных объектов разработки Ромашкинского месторождения, прогноз свидетельствует о постоянстве добычи на протяжении столетий с уровнем около 13 % от максимального производства

что эквивалентно добыче извлекаемых запасов на месторождении. Далее, по мере уменьшения уровня в затрубном пространстве скважины подключается приток жидкости из пласта, что является аналогом поступления нефти в залежь или подпитки. Из теории интерпретации кривой восстановления давления (КВД) известно, что послеприток, определяемый изменением уровня жидкости в затрубном пространстве, практически исчезает при достижении радиального потока, а тем более при влиянии границ пласта. Для рассматриваемого случая это является эквивалентом времени,

Рис. 2. Динамика годовой и накопленной добычи, геологических и извлекаемых запасов, количества скважин на месторождении Мидвей-Сансет (из выступления Д. Готье, март 2013)



при котором происходит добыча только «новой» нефти.

Данный процесс был смоделирован при помощи программы Toraze, предназначенной для анализа добычи. Описание ежегодной и накопленной добычи выполнялось для моделей вертикальной скважины, переменного коэффициента притока и круговой границы с постоянным давлением. Практически такие же результаты интерпретации были получены и при помощи программы Saphir, в которой вместо давления задавалась накопленная добыча и рассчитывалась логарифмическая производная накопленной добычи. Использование программы Saphir позволяет более наглядно увидеть основные режимы потока на билогарифмическом графике (рис. 3).

По результатам интерпретации кривых получено значительное снижение коэффициента послепритока с течением времени, что по физическому смыслу свидетельствует об ускоряющемся сокращении добычи изначальной нефти (таблица 1). В частности, об этом свидетельствует значительное превышение начального коэффициента послепритока C_i над конечным C_f при использовании модели Хагемана.

Компаниям, разрабатывающим старые месторождения, нельзя показывать значительный прирост запасов, так как это может сказаться на отмене льгот по НДС, исчисляемых миллиардами рублей

Выраженный участок радиального потока с постоянством логарифмической производной достигается не всегда. Этому обычно препятствует более раннее появление псевдоустановившегося режима, вызванного появлением круговой границы пласта с постоянным давлением, о чем свидетельствует появление единичного угла наклона для давления и производной при большом времени. Приток нефти через круговую границу для рассматриваемого случая является эквивалентом поступления нефти в залежь.

Рис. 3. Билогарифмический график в программе Saphir для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения при замене давления накопленной добычей

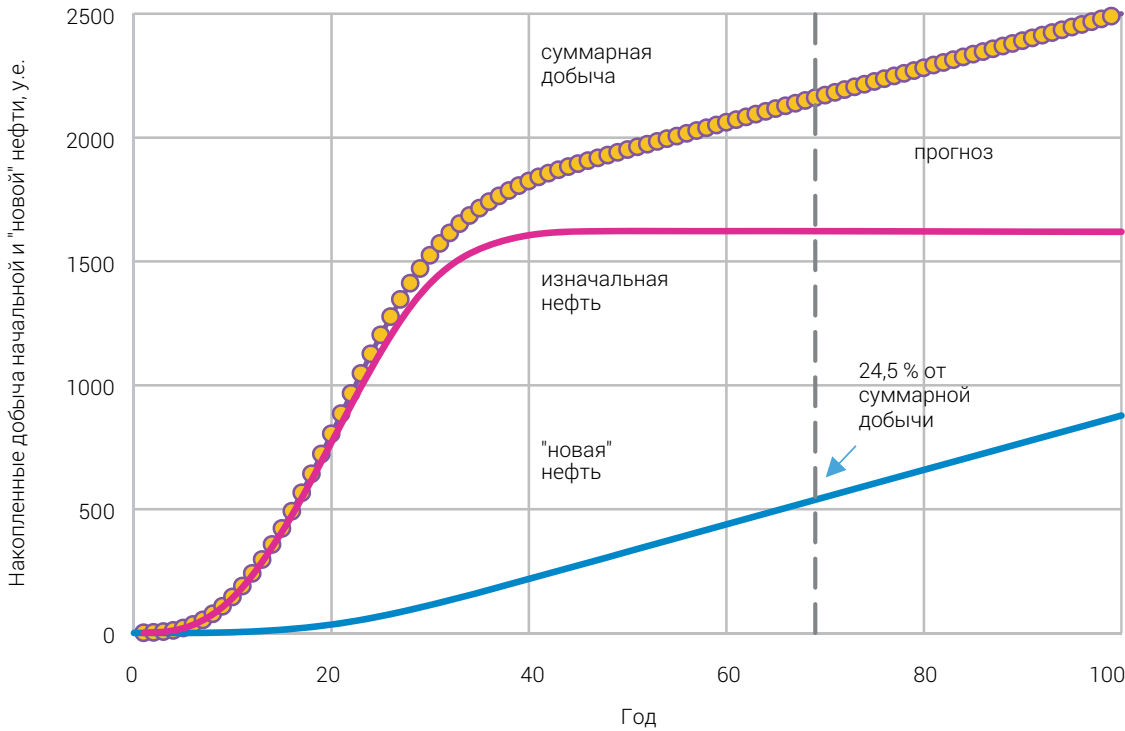
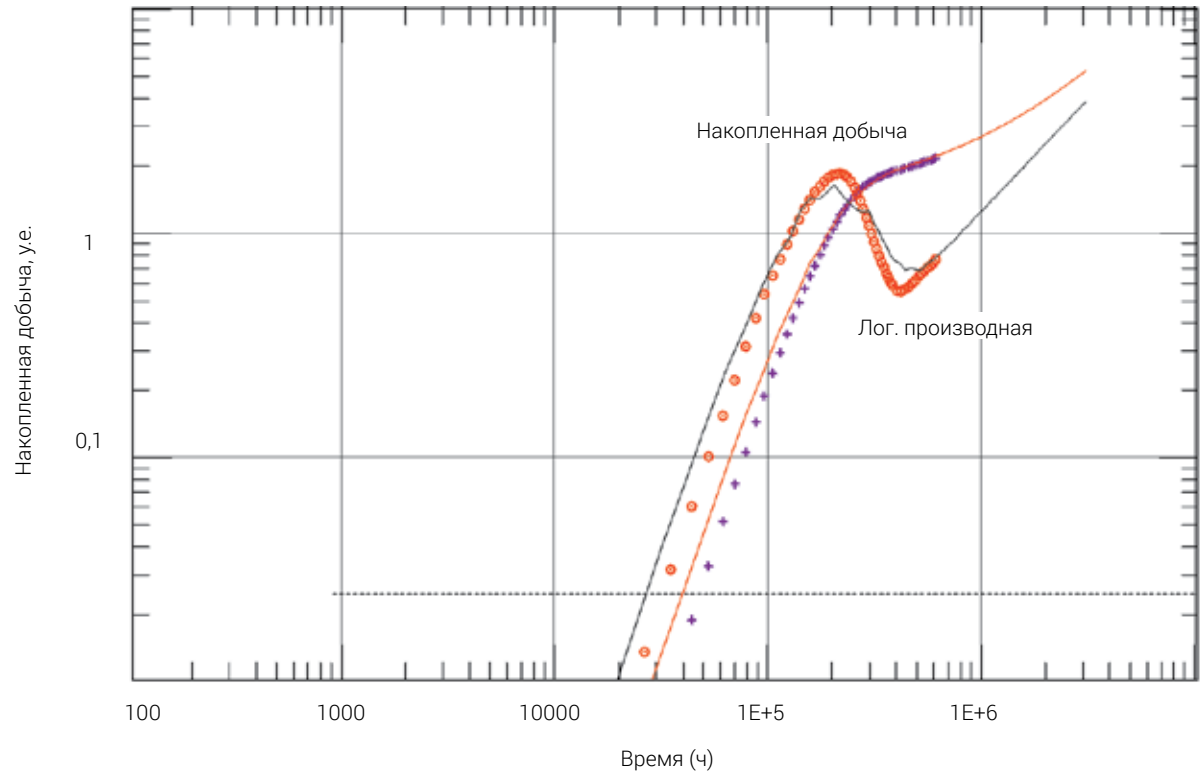


Рис. 4. Динамика накопленной добычи и новой нефти для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения

В среднем для рассматриваемых объектов обнуление добычи «старой» нефти наступает примерно через 40–50 лет. После этого времени идёт добыча только «новой» нефти. Полученные коэффициенты модели позволяют выполнить прогноз добычи. Для кыновских и пашийских отложений, то есть основных объектов разработки Ромашкинского месторождения, прогноз свидетельствует о постоянстве добычи на протяжении столетий с уровнем около 13 % от максимального производства. Аналогичные результаты были получены нами ранее при использовании иных способов описания процесса послепритока [8]. Более наглядно добыча «старой» и «новой» нефти представлена в декартовых координатах на рис. 4.

Полученные зависимости для Ромашкинского месторождения подтвер-

ждают, что поступление «новой» нефти увеличивается по мере отбора нефти из залежи с некоторым запозданием. Данный факт лишний раз подтверждает, что существуют два реальных процесса, которые необходимо разделять – восполнение запасов нефти за счет её подпитки и прирост запасов за счет детализации геологического строения, уменьшения некондиционных запасов и так далее. Из рис. 4 видно, что поступление «новой» нефти за 70-летнюю историю разработки составило около 24,5 % от накопленной добычи. Схожие тенденции наблюдались и для других объектов разработки. Отличие заключалось в различном времени обнуления добычи изначальной нефти и различном стабильном уровне ее ежегодного производства.

Таблица 1. Основные результаты интерпретации динамики добычи

Объект разработки	Отношение начального коэффициента послепритока к конечному, C_i/C_f	Время наступления радиального потока или влияния границ пласта, лет
Кыновско-пашийские отложения Ромашкинского месторождения	916	48
Бобриковский горизонт 1 залежи Ромашкинского месторождения	51,2	38
2 блок Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения	59,5	45



Добыча сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении

Источник: «Татнефть»

Зная геологические запасы и накопленную добычу «старой» нефти, можно рассчитать КИН без влияния подпитки и сопоставить его с традиционно определяемым коэффициентом извлечения. Разность этих КИН покажет вклад природного процесса в восполнение запасов, который часто приписывают другим мероприятиям – методам увеличения нефтеотдачи (МУН) и приросту запасов при пересчете.

К сожалению, как уже отмечалось, достоверное определение геологических запасов представляет собой сложную задачу. К тому же она отягощается корректировками в угоду интересам нефтяных компаний. Например, геологическим службам компаний, разрабатывающим старые месторождения, с одной стороны нельзя показывать значительный прирост запасов, так как это может сказаться на отмене льгот по НДС, исчисляемых миллиардами рублей, с другой – нельзя снижать запасы, так как это ведёт к снижению капитализации компании. При этом ещё каким-то образом необходимо объяснять текущую добычу, не достигая абсурдных

значений КИН. В результате этого и наблюдаются различные «игры» по включению и выключению забалансовых запасов, как по разрезу, так и по площади, изменению коэффициентов вытеснения, охвата и др. Именно поэтому КИН может как традиционно увеличиваться с течением времени, так и снижаться. Вместе с тем, учет реального природного процесса – восполнения запасов – позволяет избежать большинства этих проблем.

Идут различные «игры» по включению и выключению забалансовых запасов, как по разрезу, так и по площади. Поэтому КИН может как традиционно увеличиваться с течением времени, так и снижаться

Для того, чтобы КИН был ближе к реальности, т. е. показывал степень извлечения, необходимо изменить традиционное уравнение, добавив к знаменателю ещё накопленную «новую» нефть:

$$\text{КИН} = \frac{\sum_{i=1}^N Q_i}{G + \sum_{i=1}^N V_i} \quad (1)$$

В пределе такой КИН должен стремиться к единице, в отличие от традиционного определяемого коэффициента извлечения нефти при постоянстве запасов (рис. 5).

Располагая традиционным КИН и отношением накопленной добычи новой нефти к суммарной добыче $\frac{\sum_{i=1}^N V_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$, можно рассчитать коэффициент извлечения без учета подпитки. Например, если взять за исходные данные КИН равным 0,52 для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения в 2003 году согласно работе [3] и соотношение накопленной синтезируемой нефти к общей накопленной добыче на эту дату 18,2 %, то истинный КИН составит 0,48. Всё, что выше этого значения на 2003 год, достигнуто в результате естественного поступления нефти в месторождение.

В итоге, в сравнении с классическими стадиями разработки, период завершения добычи оттягивается на неопределенное количество времени, поэтому полностью подтверждается предположение Р.Х. Муслимова об ошибочности термина «заключительная стадия разработки» [10]. В связи с подпиткой месторождений, нефть мож-

Крупнейшее в России Самотлорское месторождение разрабатывается с 1969 года

Источник: infografics.ru



Добыча нефти после выработки извлекаемых запасов составляет около 10–15 % от максимальной. Точные значения этого уровня добычи зависят от способов разработки, особенностей залежи и т. д.

но смело отнести к возобновляемым ископаемым, как и полагал В.П. Гаврилов. В общем случае добыча нефти после выработки исходных извлекаемых запасов невелика и составляет в среднем 10–15 % от максимальной добычи. Более точные значения этого уровня добычи зависят от всей предыстории, способов разработки, особенностей залежи и другого. Для ряда месторождений, на которых не удалось организовать достижение приемлемых показателей КИН, возобновление запасов практически будет незаметным.

Таким образом, несоответствие накопленной добычи и изначальных геологических запасов, наблюдаемое на ряде длительно разрабатываемых месторождений, необходимо разрешать не при помощи постоянного прироста запасов при их пересчете и не за счет завышения эффекта

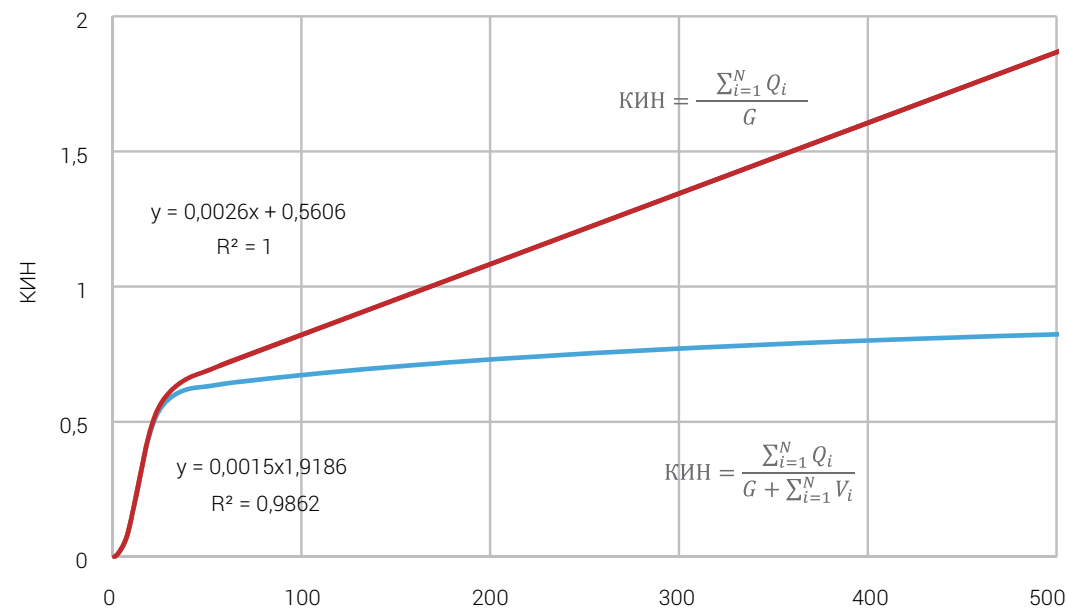


Рис. 5. Динамика КИН, определенного различными способами, на примере данных для 2 блока Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения

от методов увеличения нефтеотдачи, а при помощи учета реального природного процесса – подпитки месторождений нефтью. Для этой цели предложен метод разделения добычи нефти на изначальную и «новую». Результаты выполненных расчетов свидетельствуют, что для терригенных объектов Ромашкинского месторождения обнуление добычи изначальной нефти наступает при-

мерно через 40–50 лет. Для кыновских и пашийских отложений этого месторождения накопленная добыча на 70-й год разработки почти на четверть представляла собой вновь поступившую нефть. Для того, чтобы коэффициент извлечения характеризовал реальное извлечение нефти, рекомендуется его расчет производить с учётом поступления нефти в залежь.

Использованные источники

1. Гаврилов В.П. Ресурсы нефти и газа возобновляемы. – URL: http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Neft%20gas%20vozobnovlyaemy.pdf
2. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. // Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Часть 2, М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.
3. Базаревская В.Г. Уникальное Ромашкинское месторождение Татарстана – неиссякаемый источник прироста запасов нефти // Георесурсы. 2006, №2(19). С. 9–11.
4. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений / Р.Х. Муслимов, В.А. Трофимов, И.Н. Плотникова, Р.Р. Ибатуллин, Е.Ю. Горюнов. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. 264 с.
5. Камалеева А.И., Кодина Л.А., Власова Л.Н., Богачева М.П., Галимов Э. М. «Аномальные» нефти Татарстана: генетические корреляции, возможное происхождение // Доклады Академии наук. 2014. Камалеева А.И., Кодина Л.А., Власова Л.Н., Галимов Э.М. Исследование органического углерода в породах кристаллического фундамента и коры выветривания Татарстана // Геохимия. 2013, № 1. С. 16–26.
6. Тимурзиев А.И. Фундаментная нефть осадочных бассейнов – альтернатива «сланцевому» сценарию развития ТЭК России (на примере Западной Сибири) // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 12–15.
7. Иктисанов В.А., Шкруднев Ф.Д. Загадочная тёмная маслянистая жидкость. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. 104 с.
8. Иктисанов В.А. Скорость синтеза нефти при разработке месторождений // Нефтепромышленное дело. 2017, № 4. С. 49–54.
9. Иктисанов В.А., Шкруднев Ф.Д. Возобновляемая нефть // Энергетическая политика, №3(141), ноябрь 2019. С. 32–41.
10. Иктисанов В.А., Закиров С.Н. Особенности стадии стабильной добычи длительно разрабатываемых нефтяных месторождений // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». № 3(19) 2019. С. 44–60. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_be84b4f2c77f41708d5ae377fe5d82be.pdf



Цепной привод на Ромашкинском месторождении
Источник: ПАО «Татнефть»



Сургутская ГРЭС-2

Источник: «Юнипро»

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2020_9151_44

Сценарий коронного оптимизма

An optimistic scenario for COVID-19

Евгений ГРАБЧАК

Заместитель министра энергетики РФ

Evgeniy GRABCHAK

Deputy Minister of Energy

Приморская ГРЭС

Источник: «Русгидро»



Аннотация. Распространение коронавирусной инфекции в мире стало вызовом для всех сфер экономики, в том числе и для российской электроэнергетики. Сейчас уже можно говорить о том, что на безопасность и надежность энергосистемы кризис не повлиял – предприятия отрасли продемонстрировали устойчивость и обеспечили надежное энергоснабжение потребителей.

Ключевые слова: энергетическая система, потребление, энергетические предприятия, эпидемия коронавируса.

Abstract. The spread of coronavirus infection in the world has become a challenge for all sectors of the economy, including the Russian power industry. Now we can already say that the crisis did not affect the safety and reliability of the energy system - the enterprises of the industry have demonstrated stability and ensured reliable energy supply to consumers.

Keywords: energy system, consumption, energy enterprises, coronavirus epidemic.

//

Мы движемся в оптимистичном сценарии. Более того, он был скорректирован в сторону улучшения, так как энергопотребление стало возрастать

Российская энергосистема имеет большой ресурс и запас прочности, поэтому системных проблем с электроснабжением потребителей в стране не возникло. Большая заслуга в этом компаний отрасли: была продемонстрирована хорошая подготовка, а также помог опыт работы в кризисных ситуациях. В условиях пандемии меры по социальному дистанцированию, ограничению передвижения, изоляции и удаленной работе были внедрены в энергетике без особых сложностей.

Закрытие границ негативно сказалось на возможности передвижения к месту работы высококвалифицированных специалистов, поставке критически важного оборудования и запчастей, средств индивидуальной защиты для энергетиков. В кризисный период особую важность приобрели вопросы кибербезопасности и предотвращения иных гибридных угроз. Возросли

риски для безопасности энергообъектов, связанные с человеческим фактором, непреднамеренными действиями персонала, реакцией на погодные катаклизмы, снижением надежности функционирования критически важных цепочек поставок, увеличением и переносом сроков технического обслуживания оборудования, задержками в реализации крупных проектов и снижением объемов инвестиций.

Однако принятые Правительством России, Минэнерго и энергокомпаниями меры позволили обеспечить надежное функционирование энергетики. Прежде всего, это признание на уровне государства организаций ТЭК непрерывно действующими и жизненно важными, обеспечение возможности передвижения высококвалифицированных специалистов, сохранение основных транспортных потоков для энергоснабжения, налаживание эффективного информационного обмена, организация удаленной работы там, где она осуществляется не по сменам и не является критически важной, перенос по срокам второстепенных работ по техническому обслуживанию и ремонту, введение санитарно-гигиенических норм и обучение персонала работе в новых условиях, обеспечение трансграничных перемещений, снижение темпов ротации персонала, перевод систем управления в дистанционный режим, введение карантинных мер для сотрудников, выходящих на работу в изолированных помещениях, своевременное выявление зараженных и их изоляция, усиление мер кибербезопасности и конечно же внимание к экономическим последствиям для энергокомпаний, их подрядчиков и инвесторов.

Сценарии энергопотребления

Остановлюсь подробнее на основных показателях функционирования электроэнергетики. С начала года по 23 августа потребление электроэнергии (с учетом корректировки на температурное влияние) в Единой энергосистеме России снизилось практически на 2,3 % относительно аналогичного периода прошлого года. За период самоизоляции, с 30 марта, снижение составило около 4 %.

Больше всего за период самоизоляции спад приведенного по температуре потребления продемонстрировала энергосистема Урала – на 7,5 %, а также энергосистема

того, он был скорректирован в сторону улучшения, так как энергопотребление стало возрастать. Мы прогнозируем, что снижение энергопотребления по году составит не более 2,4 %. Это ощутимая, но не критическая цифра, и мы понимаем, что при развитии событий по оптимистичному сценарию дополнительных крупных финансовых вливаний в отрасль точно не понадобится. Возврат энергопотребления к показателю 2019 года мы ожидаем в 2021 году.

Пессимистичный сценарий предполагает, что в случае его реализации отрасли потребуется бюджетная поддержка, а при шоковом варианте, помимо крупных финансовых вливаний, энергетикам будет необходима еще и большая дополнительная система мер. Но пока все указывает на то, что наиболее вероятным остается оптимистический вариант.

Работа в условиях изоляции

В условиях пандемии Министерством энергетики РФ стал осуществляться непрерывный мониторинг технологической стабильности энергосистемы и социально-экономической ситуации в отрасли. Реализуемый нами комплекс мер поддержки позволил сохранить занятость, обеспечить подготовку к предстоящему осенне-зимнему периоду и реализацию приоритетных инвестиционных проектов.

С началом введения нерабочих дней в России с 30 марта все компании отрасли были переведены в режим повышенной готовности. Был реализован комплекс мер по обеспечению надежного энергоснабжения потребителей, скорректированы планы ремонтных работ в части минимизации отключений у бытовых потребителей.

Период самоизоляции совпал с активизацией ремонтных циклов в энергетике, что вызвало определенные сложности. Отдельным компаниям пришлось немного перестроить ремонтные программы. Другие, в основном небольшие электросетевые организации, проводили ремонты, не считаясь с интересами потребителей. Министерство энергетики, учитывая, что в период самоизоляции большинство людей находится дома, обратилось к энергоснабжающим организациям с просьбой не отключать потребителей от электроснабжения на время ремонтных работ. Конечно, выбиваться из графика ремонта нельзя, но ведь и ситуация неординарная. Чтобы минимизировать

неудобства для граждан, можно перенести сроки технологических отключений на ночное время, обеспечить резервирование дизель-генераторными установками и так далее, но зачастую территориальные сетевые компании предпочитали путь попроще – отключение потребителей. Причем поздно оповещали о готовящихся отключениях, а порой просто ставили перед фактом: электричества нет. В результате люди, вынужденные работать удаленно, либо просто находиться дома из-за закрытия своих предприятий, оказывались без электричества, а значит, без связи с внешним миром. Коронавирус выявил неумение части наших энергетических организаций работать с населением, поддерживать коммуникацию с региональными и местными властями, своевременно информировать потребителей об изменении графика подачи электроэнергии, согласовывать свою деятельность с интересами своих клиентов. Если большие компании эту работу как-то выстроили, то небольшие региональные сетевые организации, особенно обслуживающие малые населенные пункты, СНТ,

С 30 марта все энергокомпании были переведены в режим повышенной готовности
Источник: *Leonardi / Depositphotos.com*



С начала года по 23 августа потребление электроэнергии в России снизилось на 2,3 %. Снижение энергопотребления по году составит не более 2,4 %. Это ощутимая, но не критическая цифра

полностью упустили из виду необходимость взаимодействия с потребителем. В этом направлении нам предстоит серьезно поработать.

Как я уже отмечал, в период самоизоляции возникла и проблема технологического свойства, связанная с доставкой иностранных запасных частей и специалистов. Из-за ограничений в пересечении границ две крупные электростанции на Урале не смогли вовремя выйти из ремонта. Но, благодаря большому запасу прочности российской энергосистемы, ничего критического не произошло. И не произойдет. Минэнерго изначально прогнозировало выбытие 5–7 ГВт мощностей до конца года из-за проблем с поставками запчастей и – главное – невозможности привлечь зарубежных специалистов к пусконаладочным работам. Однако наши компании, в первую очередь «РусГидро», быстро сориентировались и начали отдельные вопросы пусконаладки решать с помощью видео-конференц-связи.

Министерство энергетики, в свою очередь, обратилось в Правительство России с просьбой разрешить иностранным специалистам беспрепятственно пересекать границы по заявке соответствующих ведомств. Кроме того, была достигнута договоренность с Федеральной таможенной службой об упрощении и ускорении процедуры оформления запчастей, необходимых для ремонта энергооборудования.

Как только после ослабления ограничительных мер в Италии, Германии, других странах зарубежья заработали заводы, к нам практически сразу стали поступать и в считанные дни оформляться нужные грузы. Сейчас эта работа налажена, выбытия мощностей по заградительным причинам больше не прогнозируется. В целом, планы по объемам ремонтов выполняются,

Ремонт ЛЭП
Источник: «ФСК ЕЭС»

Средней Волги – на 6,7 %. Энергосистема Дальнего Востока, напротив, с начала года демонстрировала рост приведенного по температуре потребления, который несколько замедлился в июле и продемонстрировал отрицательную динамику в первых неделях августа. В целом с начала года приведенное по температурному фактору потребление электроэнергии на Дальнем Востоке на 2,5 % выше прошлогодних значений.

При введении в России мер для сдерживания распространения коронавируса Минэнерго разработало три сценария развития электроэнергетики, связанные с падением потребления: оптимистичный, пессимистичный и шоковый. Пока мы движемся в оптимистичном сценарии, более



Нижнебурейская ГЭС

Источник: amvbox.ru

серьезных отклонений в ремонтной компании не ожидается.

Важным моментом в период самоизоляции было оперативное решение проблемы привлечения специалистов подрядных организаций в тех регионах, где был объявлен жесткий карантин (Краснодарский край, Ростовская область, другие субъекты). Большое спасибо регионам за то, что откликнулись на наши просьбы и разрешили проводить ремонтные и строительные работы там, где их приостановка имела бы последствия. Так, например, было со строительством новых энергообъектов для Крыма, график ввода которых переносить нельзя.

Особое внимание в последние месяцы было уделено надежному энергоснабжению социально-значимых объектов жизнеобеспечения. Хочу отметить, что с начала пандемии компаниями электроэнергетики оперативно решались вопросы и реализовывались проекты по технологическому присоединению социально-значимых объектов, основной задачей которых стала борьба с коронавирусом: это новые больницы, корпуса уже действующих стационаров, которые были перепрофилированы, другие важные объекты медицинской и социальной направленности.

Для оперативного устранения нарушений электроснабжения было обеспечено достаточное количество резервных источников снабжения электроэнергией: на сегодняшний день более 5 тысяч резервных источников находятся в режиме готовности. Предусмотрено оперативное реагирование

силами выездных бригад. Такие бригады оснащены всеми необходимыми ресурсами и спецтехникой: в состав оперативных бригад входит более 65 000 человек и более 23 000 единиц специальной техники. Обеспечен, где это возможно, непрерывный удаленный мониторинг текущего состояния критически важного оборудования.

Мы рассчитываем, что благодаря принятым мерам отрасль электроэнергетики

При развитии событий по оптимистичному сценарию дополнительных финансовых вливаний в отрасль точно не понадобится. Возврат энергопотребления к показателю 2019 года мы ожидаем в 2021 году

будет своевременно подготовлена к следующему отопительному сезону. Подготовка к осенне-зимнему периоду 2020–2021 годов уже активно ведется, серьезных отклонений не прогнозируется. Компании разработали соответствующие планы и реализуют мероприятия в соответствии со своими инвестиционными и производственными программами. В этом году ремонтная программа генерирующих компаний увеличена почти на 10 %, по сетевым компаниям рост планируется на уровне 3 %.

Хочу отметить, что во время самоизоляции граждан важным моментом стал переход энергокомпаний на онлайн-формы взаимодействия с потребителями. В дистанционный режим работы были переведены все центры обслуживания клиентов. Была обеспечена возможность онлайн-сбора показаний приборов учета, оплаты за потребленную электроэнергию, подачу заявок на технологическое присоединение к электросетям. Действовавшие ранее формы дистанционно-

Подготовка к ОЗП 2020–2021 годов уже ведется, серьезных отклонений не прогнозируется. В этом году ремонтная программа генерирующих компаний увеличена на 10 %, сетевых компаний – на 3 %

го взаимодействия с потребителями совершенствовались. Так, было снижено время ожидания ответа на горячих линиях и обеспечено предоставление населению конкретной и понятной информации об ограничениях энергоснабжения. Все государственные услуги, оказываемые Министерством энергетики РФ субъектам отрасли, также были переведены в онлайн-режим.

Цифровая ПС 110 кВ имени М.П. Сморгунова

Источник: «Россети»



Защита персонала

С учетом эпидемиологической обстановки предприятия электроэнергетики реализовали комплекс мер по недопущению распространения COVID-19. Максимально по отрасли около 30 % персонала было переведено на удаленный режим работы. В частности, в режим самоизоляции был переведен весь персонал, находящийся в группе риска (сотрудники старше 60 лет, а также имеющие хронические заболевания, беременные женщины).

Непосредственно на предприятиях была организована регулярная дезинфекция рабочих мест, оптимизированы производственные процессы в части выделения изолированных смен и разделения потоков оперативного и ремонтного персонала. Было исключено пользование общественным транспортом. Организации были обеспечены средствами индивидуальной защиты.

Компаниями производится непрерывное тестирование оперативного персонала на наличие коронавирусной инфекции. Большинство предприятий обеспечило дополнительное страхование сотрудников от заболевания коронавирусом.

Экономика отрасли

Отдельной темой во время пандемии стало исполнение энергокомпаниями своих инвестиционных программ. Минэнерго

настаивало на том, что корректировка инвестпрограмм должна быть крайней мерой в обеспечении финансовой стабильности предприятий. Максимум, на что компании могут пойти, – сдвинуть сроки мероприятий по технологическому присоединению потребителей, и то только в том случае, если сам потребитель из-за сложившейся ситуации готов сдвинуть сроки технического присоединения и пересмотреть договорные отношения.

При этом все, что касается ранее запланированных крупных мероприятий по обеспечению надежности и безопасности энергоснабжения, компании обязаны реализовать. Такие мероприятия не могут корректироваться, поскольку дают большой мультипликационный эффект для развития экономики.

Минэнерго выступило против сокращения инвестпрограмм. Мы заинтересованы в том, чтобы они наращивались, содержали крупные проекты, где задействуются большие финансовые и трудовые ресурсы

Минэнерго выступило против сокращения инвестиционных программ. Наоборот, мы заинтересованы в том, чтобы они наращивались, содержали крупные проекты, где задействуются большие финансовые и трудовые ресурсы, нацеленные на развитие инфраструктуры и «расширение» тех проблем, которые мешают развитию экономики.

Если говорить о влиянии коронавируса на экономику отрасли, то отмечу, что Министерством энергетики РФ проводится еженедельный мониторинг финансово-экономического состояния системообразующих организаций. Он показывает ухудшение финансово-экономического состояния компаний электроэнергетики, вызванное снижением выручки от реализации.

Выпадающие доходы негативно скажутся на функционировании отраслей ТЭК по всей цепочке производственного цикла, особенно в условиях снижения доступности кредитных ресурсов и общего снижения

экономической активности. Для сохранения социальной стабильности и поддержки финансовой устойчивости субъектов тепло- и электроэнергетики Правительством России принят комплекс необходимых мер нормативно-правового характера, направленный на оказание адресной поддержки пострадавшим компаниям, в частности определены системообразующие организации российской экономики, которые могут воспользоваться мерами государственной поддержки.

К мерам поддержки относятся:

- субсидии для возмещения затрат на производство и реализацию товаров, выполнение работ, оказание услуг;
- отсрочки (рассрочки) по уплате налогов, авансовых платежей по налогам;
- государственные гарантии по кредитам и облигационным займам на ведение основной производственной деятельности, капитальных вложений либо погашение ранее выданных на те же цели кредитов и займов;
- предоставление кредитов заемщикам на пополнение оборотных средств по льготной процентной ставке, равной ключевой ставке, установленной Центральным банком России.

Также в настоящее время Минэнерго ведется работа по законодательному закреплению:

- актуализации порядка расчета тарифов регулируемых организаций – субъектов электроэнергетики на 2021 год (здесь имеется ввиду необходимость учета расходов, связанных с обеспечением защиты работников от новой коронавирусной инфекции и необходимость минимизации тарифной нагрузки на потребителей электрической энергии);
- введения на 2020–2021 годы в отношении электроэнергетики и теплоснабжающих организаций моратория на принятие регуляторных решений, ухудшающих действующие на 1 января 2020 года условия ведения ими предпринимательской деятельности;
- введения дополнительных мер по усилению ответственности сбытовых организаций перед сетевыми организациями за оплату услуг по передаче электрической энергии;

- временного неприменения штрафных санкций за неисполнение регулируемые организациями – субъектами электроэнергетики инвестиционных программ в 2020–2021 годах.

Первые выводы

Коронавирус – не самое плохое время для перехода на риск-ориентированные модели, к которым относится ремонтная программа по техническому состоянию. Наша энергосистема и оборудование, установленное в ней, обладают высоким запасом прочности и надежности, поэтому часто бывает так: нормативный срок ремонта оборудования подошел к концу, а по фактическому техническому состоянию оно в ремонте не нуждается. Предприятие должно проводить ремонт, потому что он стоит в плане. В результате инвестиционные средства расходуются неэффективно.

В Минэнерго проанализировали технические и финансово-экономические показатели электроэнергетических предприятий, перешедших на ремонт по техническому состоянию. Так вот, за счет оптимизации расходов эти компании экономят от 50 до 70 % затрат на ремонты.

Министерство стимулирует и будет законодательно стимулировать энергокомпанию к переходу на ремонт по техническому состоянию. Да, это потребует использования новых возможностей цифровизации, создания системы удаленного мониторинга, диагностики техсостояния, наличия других необходимых инструментов. Но затраты окупаются.

Четыре года назад Минэнерго приняло решение перейти на риск-ориентированную модель управления отраслью. Это позволило отказаться от точечного латания дыр и вовлечь в контур нашего мониторинга большее количество объектов. Мы обновили нормативно-правовую базу, выстроили систему управления инвестициями, выявили основные уязвимости энергосистемы и начали работу по устранению соответствующих рисков.

На текущий момент мы ежемесячно отслеживаем основные параметры почти 950 объектов электроэнергетики. Три года назад такой анализ проводился по 80 объектам, один раз в год.

По результатам мониторинга мы принимаем меры по снижению рисков работы

компаний в период осенне-зимних максимумов, увеличению необходимых объемов инвестиций для ремонтной деятельности, техперевооружения и нового строительства, внедрению прорывных технологий и реализации иных мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу энергосистемы.

Состоятельность данного подхода подтверждается результатами функционирования отрасли. Количество технологических нарушений в 2019 году на объектах генерации снизилось на 6 %, в электрических сетях – на 7 %. На 22 % снижено количество нарушений, приведших к обесточению населения. Улучшается техническое состояние



Ремонт на электростанции
Источник: «МРСК Сибири»

оборудования. Физический износ по генерации снизился на 8 %, а в электросетевом хозяйстве на 5 %.

Высокая надежность работы электроэнергетики в условиях пандемии доказала правильность наших подходов. Кроме того, она стала еще одним подтверждением важности мероприятий по цифровизации отрасли, прежде всего в области дистанционных средств коммуникации, функционирования и управления. Наличие цифровых каналов передачи данных, средств их верификации, обработки и аналитики позволяет видеть объективную картину, как в электроэнергетике, так и в других отраслях, что обеспечивает оперативность и своевременность принимаемых решений.

Цифровая система предиктивного анализа работы генерирующего оборудования

The system for predictive analytics of energy-generating equipment

А. ГЛОТОВ
Генеральный директор АО «Мобильные газотурбинные электрические станции», к. э. н., доцент
e-mail: info@mobilegtes.ru

С. ЧЕРЕМИСИНОВ
Советник генерального директора АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»
e-mail: info@mobilegtes.ru

М. ЩЕРБАКОВ
Заведующий кафедрой САПРИПК Волгоградского государственного технического университета, д. т. н., доцент
e-mail: maxim.shcherbakov@vstu.ru

A. GLOTOV
C.E.Sc, CEO «Mobilegtes»
e-mail: info@mobilegtes.ru

S. CHEREMISINOV
Adviser to CEO «Mobilegtes»
e-mail: info@mobilegtes.ru

M. SHCHERBAKOV
D.Eng.Sc., head of department, VSTU
e-mail: maxim.shcherbakov@vstu.ru

Трансформаторы на ПС «Кузнечная», Архангельск

Источник: «Россети»



Аннотация. В статье приведены основные результаты пилотного проекта по созданию прототипа системы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования, выполненного в рамках проекта Минэнерго России «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения». Рассмотрены социально-экономические эффекты: необходимость трансформации существующих организационных структур компаний, требования к повышению уровня компетенций и образования сотрудников для эффективного создания, развития и функционирования интеллектуальных систем.

Ключевые слова: надёжность электроснабжения, риск-ориентированное управление, цифровая платформа, генерирующее оборудование, система предиктивного анализа.

Abstract. The article provides the main results of a pilot project aiming to create a prototype system for predictive analysis of energy-generating equipment. The project is carried out within the framework of the project «Unified Technical Policy – reliability of power supply» initialized by The Ministry of Energy of the Russian Federation. The following socio-economic effects of the projects are considered in the paper: needs to transform the existing organizational structures of companies, the ways for increasing competencies and education level of employees. All these changes need for effective design, development and functioning of intelligent systems for digital transformation.

Keywords: reliability of power supply, risk-oriented management, digital platform, generating equipment, predictive analysis system.



Основным трендом, способствующим развитию интеллектуальных систем, является снижение стоимости компонентов сбора больших данных

Введение

Проект Министерства энергетики России «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения» направлен на повышение надёжности функционирования объектов отрасли за счет внедрения новых технологий, в том числе цифровых и интеллектуальных [1, 2]. Одной из основных задач этой программы является внедрение риск-ориентированного управления

активами [3]. Базовыми показателями эффективности электрогенерации являются: готовность к поставке мощности, надёжность поставки, затраты на производство электрической энергии.

«Мобильные ГТЭС» входит в группу компаний «Россети». Основными направлениями деятельности компании являются реализация комплексных проектов по обеспечению надёжного энергоснабжения потребителей при проведении мероприятий особой важности и организация электроснабжения в энергодефицитных зонах России.

Проект «Создание системы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования», выполненный в компании «Мобильные ГТЭС», является первым шагом на пути совершенствования системы управления надёжностью генерирующего оборудования предприятия и повышения эффективности за счет применения сквозных цифровых технологий.

Основными трендами, способствующими развитию интеллектуальных систем, являются снижение стоимости компонентов сбора больших данных и удешевление высокопроизводительных вычислительных мощностей [4]. В результате пересматриваются подходы к сбору и передаче данных с целью применения методов искусственного интеллекта [5]. Также определяются принципиально новые задачи для прак-

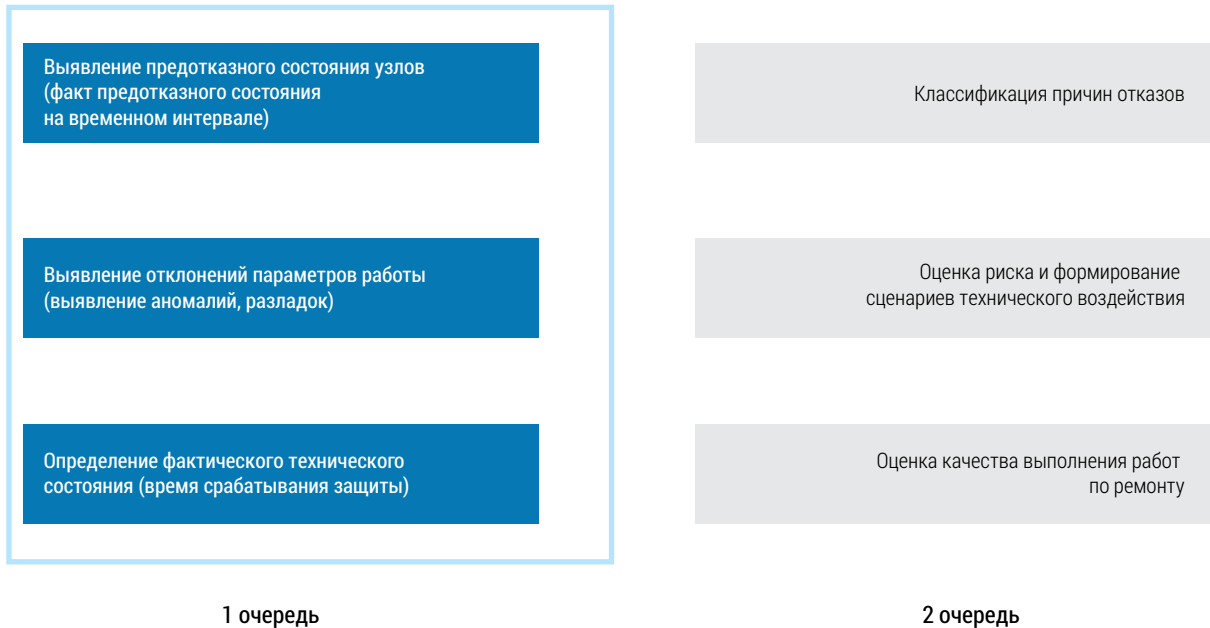


Рис. 1. Задачи предиктивного анализа, исходя из очередности реализации

тического применения интеллектуальной обработки данных, как в существующих системах управления, так и формирование прогрессивных подходов для повышения надежности и оптимизации затрат в период жизненного цикла оборудования.

При реализации проекта были выделены направления, которые можно рассмотреть, как функциональные требования к системе предиктивного анализа. Схематично они отображены на рис. 1.

В процессе создания системы предиктивного анализа генерирующего оборудования (далее система) решены задачи, связанные с формализованным описанием элементов энергетической установки, режимов работы оборудования, процессов. Построена онтологическая модель риск-

Экспертами «Мобильные ГТЭС» сформирован реестр основных критичных узлов и систем ГТЭС, для которых разработаны модели и методы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования

ориентированного управления техническим состоянием генерирующего оборудования, включающая информационную модель ГТЭС, процессов и инфраструктуры [6]. Подобная формализация обеспечивает функциональную совместимость при тиражировании решений и информационного обмена в соответствии с ГОСТ Р 58651 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы» [7, 8].

Архитектура системы основана на следующих принципах и подходах [5]:

- распределенная обработка потоков данных в режиме реального времени и больших данных в режиме пакетной обработки;
- хранение разнородных исходных и преобработанных данных и метаданных;
- модульность для интеграции решения сторонних производителей.

Техническими экспертами «Мобильные ГТЭС» сформирован реестр основных критичных узлов и систем ГТЭС, для которых разработаны модели и методы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования (установки серии FT8–3 производства Pratt & Whitney) [9]. В системе реализованы предиктивные модели функционирования газогенератора и гидравлической системы управления поворотными лопатками.



Серверная
Источник: «МРСК Северо-Запада»

Для сбора данных в системе разработаны программы получения информации по любому из стандартных протоколов, используемых в SCADA-системах ГТУ (Open Platform Communications, МЭК 60870–5–103, др.). Разработан программный компонент сбора данных со SCADA-системы газотурбинной установки (ГТУ) серии FT8–3 (агент). Минимальная частота сбора данных агентом – 1 раз в секунду. Для обеспечения надежной передачи информации от агента разработана подсистема передачи данных, реализующая прикладной программный интерфейс для доступа к потокам данных (брокер). Данная подсистема построена на технологии брокера очередей, реализующих упрощенный сетевой протокол MQTT (message queuing telemetry transport), применяемый для обмена сообщениями в Интернете вещей (Internet of Things, IoT).

Подсистема обработки потоков данных производит опрос брокера и передает их в подсистему хранения на основе open-source СУБД PostgreSQL.

Большинство систем прогностики не позволяют получить доступ к решениям от сторонних разработчиков. Для преодоления этого недостатка в системе разработан прикладной программный интерфейс

Система размещена и функционирует на Национальной облачной платформе «Ростелекома» (НОП). Платформа предоставляет виртуальные серверы для размещения компонентов системы (системы управления базами данных, прикладного программного обеспечения, веб-сервера). Она обеспечивает информационную безопасность компонентов системы. Доступ к компонентам сбора данных системы организован через защищенную сеть, построенную с использованием сертифицированных криптомаршрутизаторов класса КСЗ (сертификаты ФСТЭК и ФСБ РФ). Передача данных осуществляется с использованием алгоритмов шифрования по ГОСТ.

Большинство используемых в настоящее время систем прогностики не позволяют получить доступ к решениям от сторонних разработчиков. Для преодоления этого недостатка в системе разработан прикладной программный интерфейс (API) для доступа к данным и сохранения результатов вычислений. API позволяет использовать решения по предиктивному анализу работы генерирующего оборудования от сторонних поставщиков и разработчиков.

При проведении тестирования моделей и методов выявления предотказных состояний газогенератора и гидравлической системы на тестовых выборках точность составила 86,8 % (для метода на основе эмпирических производственных правил), 96 % (для метода на основе деревьев решений). Точность прогнозирования направлений изменения динамических характеристик газогенератора (ТВГ) в рабочем цикле в зависимости от модели и горизонта прогнози-

рования на тестовых выборках составила до 98 %. Подробная информация представлена в таблице 1.

Обсуждение результатов

Для обсуждения среди отраслевого сообщества (как энергетического, так и ИТ-отрасли) следует выделить требования и ценности при создании и развитии систем предиктивного анализа.

К требованиям относятся:

- 1. Необходимость формального представления (модели) генерирующего оборудования на основе профиля информационной модели (common information model, CIM).
- 2. Необходимость определения перечня критериев оценки качества системы предиктивного анализа работы энергетического оборудования.
- 3. Организация эксплуатации газотурбинного энергетического оборудования с использованием данных о его состоянии, получаемых от систем прогностики для совершенствования процессов планирования и проведения технического обслуживания и ремонта «по состоянию». В настоящий момент выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту регламентировано приказом Минэнерго РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем,

При тестировании моделей предотказных состояний газогенератора точность составила 86,8 % для метода на основе эмпирических продукционных правил, 96 % – для метода на основе деревьев решений

надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики». Приказом определены ограничения, наличие которых не позволяет произвести переход на новый технологический уклад в подходах к управлению производственными активами. В данном направлении проведена работа по поиску подходов, позволяющих обеспечить переход к ремонту «по состоянию». Так в статье П. Оклей «Методика оценки интегрального технического состояния оборудования тепловых электростанций» [10] предложена методика экспертной оценки интегрального технического состояния оборудования тепловых электростанций. В соответствии с методикой значение весового коэффици-

ента параметра технического состояния оборудования устанавливается экспертами на основании информации эксплуатирующей организации, и в первую очередь, информации от завода-изготовителя по статистике отказов и характеризует степень его влияния на надежность и работоспособность конструктивных элементов и оборудования в целом. В статье И. Антоненко «Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики» [11] описано применение



Мобильнае ГТЭС в Крыму
Источник: energybase.ru

риск-ориентированного подхода, выделены проблемы, ограничивающие внедрение. Использование системы предиктивного анализа может быть рассмотрено как инструмент повышения качества оценки технического состояния, что особенно важно для формирования типовых подходов в отношении «возрастного» энергетического оборудования.

4. Обеспечение массового внедрения компонентов системы с целью определения правильности выбранных подходов, достоверности результатов и направления использования. В данном направлении могут быть рассмотрены вопросы дополнения используемой Минэнерго методики оценки индекса технического состояния результатами работы аналитических прогнозных систем в виде трендов изменения технического состояния в среднесрочном и дол-

госрочном горизонтах. Выводы по практическому применению могут быть сделаны после выполнения проектов по апробации системы на энергетическом оборудовании различных производителей и классов мощности.

5. Формирование отраслевых компетенций у специалистов, обладающих знаниями в разработке систем поддержки принятия решений с применением методов анализа данных и машинного обучения. Требуются новые компетенции и от сотрудников энергокомпаний – проведение системного анализа для перехода к риск-ориентированному управлению состоянием генерирующего оборудования, понимание базовых принципов сбора, хранения и интеллектуальной обработки данных, управление проектами разработки информационных систем.

Сотрудники компании «Мобильные ГТЭС» прошли обучение по программе повышения квалификации «Управление, основанное на данных, Chief Data Officer». Это позволило с одной стороны вовлечь персонал в процесс разработки системы с учётом требований по эксплуатации, а с другой повысить общий уровень компетентности в области сквозных цифровых технологий.

Были сформированы и продолжают развиваться партнерские отношения с АНООВО «Сколковский институт науки и технологий». В настоящий момент проводятся прикладные научные исследования в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме «Разработка системы прогностики состояния элементов газотурбинного электрогенерирующего оборудования на основе комбинирования методов численного моделирования и машинного обучения».

Система предиктивного анализа снижает влияние человеческого фактора. Массовое внедрение систем прогностики может обеспечить предупреждение отказов генерирующего оборудования

Таблица 1. Результаты применения методов прогностики

Задача	Подход	Точность (на тестовой выборке)	Требуемые данные
Расчет вероятности возникновения критического события в последующих рабочих циклах различной продолжительности	Частотный анализ	-	История событий и информация об активной мощности
Выявление критического события в текущем рабочем цикле на основе анализа разрядки (для гидравлической системы)	Эмпирические модели;	До 86 %;	Исторические данные значений параметров гидравлической системы и критических событий в гидравлической системе
	Деревья решений;	До 97 %;	
	Случайный лес	До 99 %	
Выявление критического события в текущем рабочем цикле на основе анализа разрядки газогенератора	Анализ разрядки (метод моментов 3-го порядка)	До 80 %	Исторические данные значений активной мощности и мощность в соответствии со стандартом производительности
Выявление предотказного состояния в текущем рабочем цикле на основе прогнозирования изменения основных параметров газогенератора	Линейные модели прогнозирования; LSTM-нейронные сети	До 98 %	Исторические данные значений параметров газогенератора, заданный горизонт прогнозирования
Прогнозирование времени возникновения критического события в текущем и следующем рабочих циклах	Модель на основе сверточных (глубоких) нейронных сетей (CNN)	До 5 минут до возникновения события	Исторические данные параметров газогенератора (28 параметров), данные о критических событиях

Выделим следующие ценности, получаемые в процессе развития и внедрения систем предиктивного анализа работы генерирующего оборудования:

Современность. В настоящее время ведомствами реализуется ряд национальных проектов в области цифровой трансформации [12]. Внедрение системы предиктивного анализа формирует технологический задел, снижает влияние человеческого фактора. Массовое внедрение систем прогностики может обеспечить предупрежде-



Джугбинская ТЭС
Источник: roing.ru

ние внезапных отказов генерирующего оборудования, что скажется на снижении внеплановых остановок. В результате будут достигнуты следующие эффекты:

- повышение уровня технического состояния производственных фондов без увеличения затрат на его поддержание;
- снижение аварийности на объектах, связанных с техническим состоянием производственных фондов.

Цифровая культура. Согласно Доктрине энергетической безопасности РФ, перед электроэнергетической отраслью стоят задачи снижения экономических, техногенных и природных угроз через формирование единой системы нормативно-правового и нормативно-технического регулирования вопросов надежности

и безопасности электроэнергетики. Это может быть реализовано внедрением инструментов принятия решений на основе данных, толерантностью к разумному риску.

В рамках задач, определенных проектом Минэнерго по внедрению риск-ориентированного управления и сдерживания роста тарифов в реалиях работы со значительным износом производственных фондов, в качестве инструмента повышения эффективности может быть рассмотрено использование результатов проекта. К таким результатам относятся оценка, планирование и осуществление технических воздействий на объекты электроэнергетики при требуемом уровне надежности.

Финансовый результат. Потенциальный экономический эффект при внедрении системы может быть получен за счет увеличения дохода от реализуемой продукции и снижения производственных затрат.

Состояние высокой готовности оборудования и поставка заявленного объема мощности достигается за счет качественного и своевременного технического обслуживания, недопущения технологических нарушений в работе, своевременной замены и ремонта его элементов. Система позволяет выявить риски отказа оборудования на ранней стадии. Помимо этого, будут минимизированы затраты на ремонты за счет выявления дефектов на ранней стадии и удешевления процесса восстановления запасных частей и агрегатов обменного фонда, снижения общих затрат за счет исключения технологических нарушений, связанных с деградационным отказом оборудования.

Заключение

В рамках проекта Минэнерго в «Мобильных ГТЭС» выполнен пилотный проект по созданию прототипа системы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования.

Основной эффект системы – выявление предотказных состояний, что в процессе управления активами позволит повысить надежность энергоснабжения и снизить затраты на поддержание состояния оборудования. Систему предиктивной аналитики следует рассматривать как компонент системы управления активами в различных горизонтах прогнозирования и уровнях управления: долгосрочный, сред-

Система позволяет выявить риски отказа оборудования на ранней стадии. Будут минимизированы затраты на ремонт выявления дефектов на ранней стадии и удешевления запасных частей

несрочный, краткосрочный, ситуационный. В дальнейшем может быть сформирована методика управления активами, в которой будут определены условия перехода от одного уровня управления к другому в зависимости от фиксации предаварийного состояния (ситуационный), принятия комплексных решений по формированию технических воздействий (краткосрочный), проведения ремонтных работ (среднесрочный) и технического перевооружения, реконструкции, модернизации в рамках инвестиционной программы (долгосрочный).

В целях государственного управления и регулирования энергетической отрасли

система удаленного диагностического мониторинга объектов электроэнергетики может рассматриваться как прикладной информационно-аналитический модуль программного обеспечения, обеспечивающий поддержку принятия решений и функционирующий в единой информационной среде в рамках отраслевой цифровой доверенной платформы, которая имеет архитектуру кибер-физической системы и построена по идеологии концепции «Индустрии 4.0». Разработанная в проекте система соответствует функциональной архитектуре единой отраслевой доверенной информационной среды и может быть интегрирована в нее, т. к. основана на аналогичных принципах [13].

При создании системы использовались подходы, установленные дорожной картой «Искусственный интеллект и нейротехнологии» в рамках федерального проекта «Цифровые технологии» национальной программы «Цифровая экономика»¹. Полученные результаты формируют технологический и организационный заделы для реализации проектов цифровой трансформации в будущем.

¹ Дорожные карты развития «сквозной» цифровой технологии. – URL: <https://digital.gov.ru/ru/documents/?directions=858>

Использованные источники

1. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». – URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/11246/84473>
2. Паспорт проекта ведомственной программы «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения». Министерство энергетики РФ. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/11309>
3. Грабчак Е.П., Медведева Е.А., Васильева И.Г. Как сделать цифровизацию успешной. Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 25–29.
4. Accenture. The Digital Transformation Initiative (DTI). Executive Summary. – URL: https://www.accenture.com/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/WEF/PDF/Accenture-DTI-executive-summary.pdf
5. Щербаков М.В., Глотов А.В., Черемисинов С.В. Многоуровневая архитектура системы предиктивного анализа работы генерирующего оборудования. Энергетик. 2019, № 12 (2019). С. 20–23.
6. Глотов А.В., Черемисинов С.В., Щербаков М.В. Онтологическая модель риск-ориентированного управления техническим состоянием технологического оборудования. Энергия единой сети. 2019, № 3 (45). С. 76–85.
7. ГОСТ Р 58651.1–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения».
8. ГОСТ Р 58651.2–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели».
9. Глотов А.В., Черемисинов С.В., Щербаков М.В. Подходы к реализации системы предиктивного анализа генерирующего оборудования. Вести в электроэнергетике. 2019, № 6 (104). С. 36–49.
10. Оклея П.И. Методика оценки интегрального технического состояния оборудования тепловых электростанций. Transport Business In Russia. 2015, №6.
11. Антоненко И.Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики. Энергоэксперт. 2020, № 1.
12. Ведомственный проект «Цифровая энергетика». – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559>
13. Цифровая отраслевая доверенная среда. – URL: <http://digitenery.ru/wp-content/themes/energy/img/pdf-05/3.pdf>

Интеграция цифровых технологий как ключевой фактор развития российской энергетики

The integration of digital technologies as a key factor for russian energy developing

Любовь ШИЛОВА

Доцент кафедры информационных систем, технологий и автоматизации в строительстве, к. т. н., доцент, руководитель группы НИИ Стратегического планирования НИУ МГСУ
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Алексей АДАМЦЕВИЧ

Заместитель директора НИИ Строительных материалов и технологий НИУ МГСУ, к. т. н.
e-mail: AdamtsevichAO@mgsu.ru

Liubov SHILOVA

Senior lecturer, C.T.Sc, NR MSUCE
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Aleksey ADAMTSEVICH

C.T.Sc, NR MSUCE
e-mail: AdamtsevichAO@mgsu.ru

Серверный зал

Источник: welcomia / Depositphotos.com



Цифровая эпоха трансформируется в эпоху Индустрии 4.0, где стираются границы между физическими, цифровыми и биологическими системами

Введение. Новые технологии в энергетике РФ

Современное общество развивается стремительно, в первую очередь, из-за развития цифровых технологий и их внедрения во все сферы деятельности человека. Энер-

Аннотация. В работе представлен обзор современного состояния производства и потребления электроэнергии в Российской Федерации, освещены ключевые моменты программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы. Рассмотрены проблемы реализации концепции «Цифровой трансформации 2030», разработанной для обеспечения энергонеизависимости и инфраструктурной обеспеченности развития экономики и повышения качества и доступности услуг по передаче и технологическому присоединению, развития конкурентных рынков сопутствующих услуг и пр. Кроме того, представлен анализ мировых тенденций развития технологий интеллектуальных систем управления энергетическими сетями, а также оценены перспективы внедрения подобных технологий для оптимизации управления энергетическим балансом на территории Российской Федерации. Для определения применимости новых технологий при решении поставленной задачи, в работе проведен анализ ключевых направлений международной публикационной активности в области развития внедрения цифровых технологий в энергетическую отрасль. *Ключевые слова:* энергетическая система, интеллектуальные системы управления, интеллектуальные сети электроснабжения, «умные» сети, smart grids.

Abstract. The paper provides an overview of the current state of production and consumption of electricity in the Russian Federation, highlights the key points of the development program for the Unified Energy System of Russia for 2019–2025. The problems of implementation of the concept of «Digital Transformation 2030», developed to ensure energy independence and infrastructural security for the development of the economy and improve the quality and availability of services for transmission and technological connection, the development of competitive markets for related services, are reviewed. Besides the paper presents an analysis of global trends in the development of technologies for intelligent energy network management systems, as well as the prospects for the introduction of such technologies to optimize energy balance management in the Russian Federation. To determine the applicability of new technologies in solving this problem, this paper analyzes the key areas of international publication activity in the development of the introduction of digital technologies in the energy industry. *Keywords:* energy system, intelligent control systems, intelligent power supply networks, smart grids.

гетическая отрасль не стала исключением, и уже сегодня широкое применение нашли интеллектуальные системы управления, под которыми принимаются системы, включающие в себя совокупность организационных, технических, программных и информационных средств, предназначенных для сбора, хранения, обработки и анализа информации [1], необходимой для выполнения функций управления. Примерами таких систем могут быть ADMS системы с поддержкой функционала: SCADA (для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления), DMS (для отслеживания и хранения электронных документов и/или образов бумажных документов), EMS (для управления и контроля отдельного сетевого элемента группы однотипных элементов), GIS (геоинформационные системы – для сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных

а) структура выработки электроэнергии в ЕЭС России, %

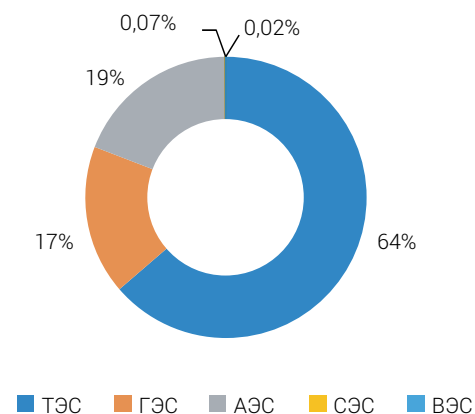
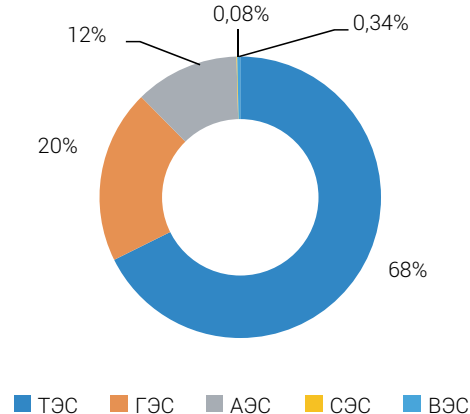


Рис. 1. Процентное распределение выработки электроэнергии и установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.01.2019 г.

б) структура установленной мощности электростанций ЕЭС России, %



Источник: «Системный оператор ЕЭС», официальный сайт

и связанной с ними информации о представленных в ГИС объектах) и др.

Еще одной перспективной технологией в энергетической отрасли считаются цифровые подстанции. Цифровая подстанция – это подстанция с широким внедрением систем автоматизации и управления, построенных на базе открытых стандартов МЭК 61850 [2]. Однако, стоит отметить, что отсутствие солидного опыта использования этой технологии приводит к тому, что, несмотря на солидный перечень достоинств и преимуществ данных инновационных технологий над традиционной моделью, не утихают споры между сторонниками этой идеи и ее критиков [2].

Целесообразно также упомянуть о «системах автоматизации процессов ликвидации аварий воздушных (кабельных) сетей, которые предполагают преимущественно распределенную автоматизацию воздушных сетей с применением автоматических пунктов секционирования, управляемых разъединителей и индикаторов короткого замыкания, централизованную (с применением индикаторов аварийных событий) автоматизацию кабельных сетей, а также с интеграцией в ADMS системы» [3,4].

Таким образом, сегодня человечество живет в эпоху третьей промышленной революции, иначе говоря, цифровой, начавшейся во второй половине прошлого века и связанной с распространением информационно-коммуникационных технологий, которая постепенно трансформируется в четвертую промышленную революцию, где стираются

границы между физическими, цифровыми и биологическими системами. На 46 международном экономическом форуме, прошедшем в 2016 году в Давосе, главной темой форума стала именно четвертая промышленная революция, где повышенный интерес отдается феномену Индустрии 4.0 и сопряженным с этим явлением вопросам. Согласно результатам опроса, проведенного в рамках форума, главными двигателями на пути к переходу к Индустрии 4.0 станут облачные технологии, онтологические модели деятельности, цифровые двойники, промышленный интернет вещей, развитие способов сбора и анализа больших данных, аддитивные технологии, квантовые вычисления, биотехнологии и т. д. Большинство из этих технологий оцениваются концепцией «Цифровая трансформация 2030» как наиболее перспективными для энергетической отрасли нашей страны.

Достижение баланса между производством и потреблением электроэнергии по федеральным округам возможно за счет внедрения цифровых технологий, например, интеллектуальных систем управления

Современное состояние производства и потребления электроэнергии в РФ

Сегодня Единая энергетическая система России представляет собой совокупность объединенных энергосистем, расположенных в пределах территории Российской Федерации, в которых осуществляется централизованное оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике¹ и включает в себя 71 региональную энергосистему, которые образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Центра и Северо-Запада. На 1 января 2019 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 243 243,2 МВт [5].

Ежегодно в нашей стране производится более 1 050 000 млн кВт·ч, столько же со-

¹ ГОСТ Р 57114–2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.

ставляет и потребление в целом (рис. 2). Однако, если рассматривать каждый регион отдельно, то данный баланс не сохраняется. Этот факт подтверждается статистическими данными, представленными в таблице 1.

Вместе с тем, снижение потерь и достижение баланса между производством и потреблением электроэнергии по федеральным округам возможно за счет активного внедрения цифровых технологий в отрасль, например, путем внедрения интеллектуальных систем управления инженерными сетями, которые будут учитывать особенности энергоснабжения городов в России.

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы

В феврале 2019 г. Приказом Минэнерго России от 28.02.2019 г. № 174 утверждена схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–

Таблица 1. Производство и потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации с 2013 по 2018 гг.

Источник: Росстат

Субъект РФ	2013			2014			2015		
	1*	2**	3***	1*	2**	3***	1*	2**	3***
ЦФО	227506,9	211353,8	16153,1	230856,2	213608,2	17248	227203,8	214310,8	12893
СЗФО	111001,1	107811,1	3190	113966,4	109669,7	4296,7	114523,4	110337,4	4186
ЮФО	60617,3	62457,6	-1840,3	61729	63095,9	-1366,9	64160,5	61180,4	2980,1
СКФО	22887,2	23256,1	-368,9	23755,8	22985,7	770,1	24995,4	24254,3	741,1
ПФО	195040,2	196987,5	-1947,3	188101,8	197384,2	-9282,4	184793,8	194871	-10077,2
УФО	182896,8	185033,1	-2136,3	183192,7	182263,5	929,2	186214,9	182841,8	3373,1
СФО	209336	222418,4	-13082,4	211085,4	223170,5	-12085,1	212918,7	217472,1	-4553,4
ДФО	49806,7	45505	4301,7	50200,4	45547,8	4652,6	51106,2	48207,1	2899,1
КФО	-	-	-	1319,7	7230,5	-5910,8	1632,9	6768,2	-5135,3
Субъект РФ	2016			2017			2018		
	1*	2**	3***	1*	2**	3***	1*	2**	3***
ЦФО	225844,5	219609,6	6234,9	228981,7	225090,2	3891,5	222890	227110,3	-4220,3
СЗФО	121617,9	111999,9	9618	120801,4	113888,7	6912,7	127076,6	114578,3	12498,3
ЮФО	72549,5	69410,8	3138,7	74148,3	68740,5	5407,8	80277,6	73582,3	6695,3
СКФО	27285	24704	2581	26827,7	24673,5	2154,2	25141,9	24971,4	170,5
ПФО	178758,6	197471,4	-18712,8	183776,3	201021,4	-17245,1	192706,6	203985,6	-11279
УФО	194673,1	184523,8	10149,3	194741,4	185452,7	9288,7	197540,1	188591,1	8949
СФО	217414,2	221761,6	-4347,4	212400	221548,6	-9148,6	202419,8	210042,3	-7622,5
ДФО	52990,1	48467,2	4522,9	52611,2	48688,9	3922,3	67035	65272,7	1762,3
КФО	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Произведено электроэнергии, млн кВт·ч; **Потреблено электроэнергии всего, млн кВт·ч; ***Разница между показателями 1* и 2**

2025 гг., отвечающая требованиям правил разработки, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 г. № 823.

Документ разработан с целью развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также для полного обеспечения спроса на электроэнергию и мощность. Для решения поставленной цели был сформирован целый ряд задач, основные из которых представлены ниже:

- обеспечить надежное функционирование ЕЭС России в долгосрочной перспективе;
- скоординировать планирование строительства и ввода в эксплуатацию объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей с планированием вывода из эксплуатации энергетических объектов;
- обеспечить информационную поддержку деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также при организации коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

Документом определен прогнозный спрос на электрическую энергию по ЕЭС России до 2025 года (рис. 3) с учетом макро-



Ленинградская АЭС-2
Источник: *atomic-energy.ru*

экономических показателей за предыдущие годы. Как видно из рис. 3, прогнозный спрос на электрическую энергию по ЕЭС России увеличится почти на 5 % (относительно 2020 г.) и составит порядка 1143 млрд кВт·ч.

За рассматриваемый период документом предусмотрено:

- запланированные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС

Рис. 2. График производства и потребления электроэнергии по Российской Федерации в целом в период с 2013 по 2018 гг.

Источник:
Росстат

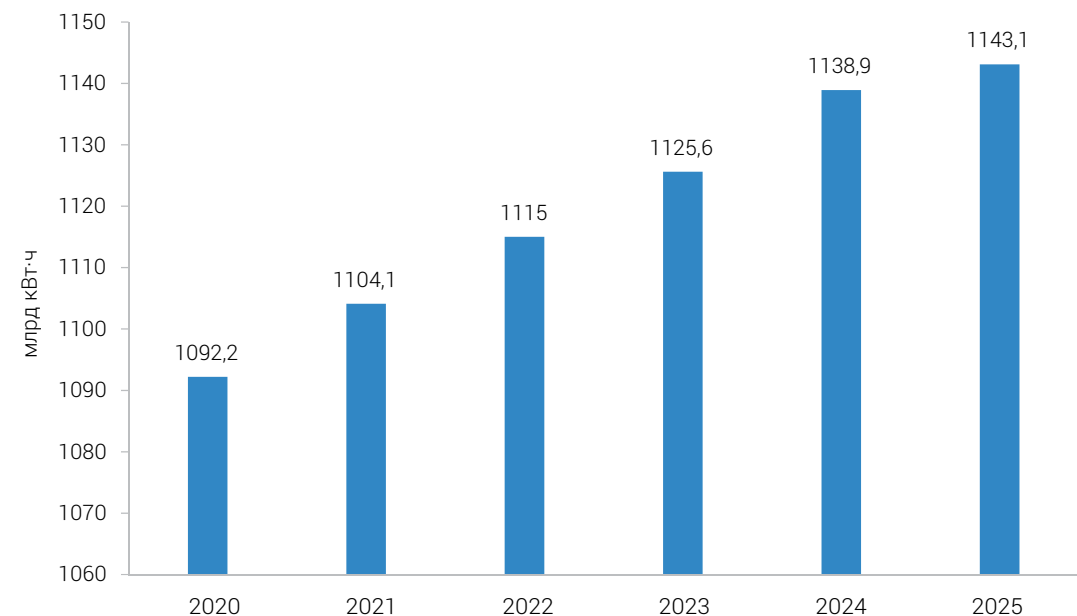
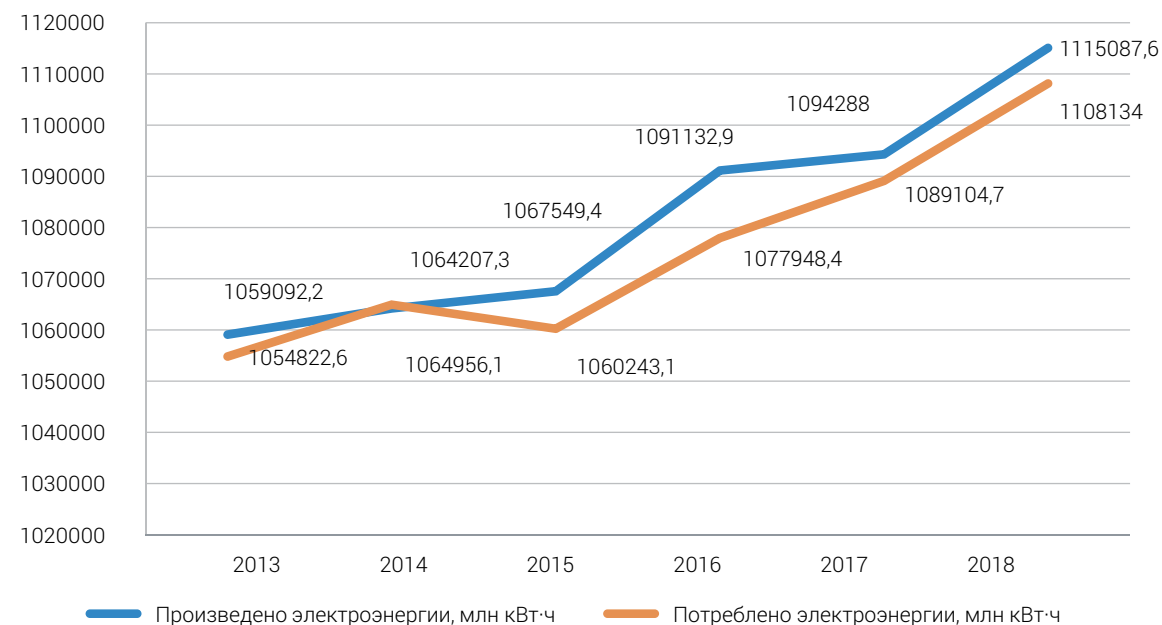


Рис. 3. Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России до 2025 года

Источник: *схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы*

- запланированные объемы ввода новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2020–2025 гг., которые составят порядка 10960² МВт, при этом на АЭС заложено 4700 МВт, на ГЭС – 89,5 МВт, на ТЭС – 3149 МВт и на ВЭС, СЭС – 3020 МВт.

Укрупненная структура производства электрической энергии в ЕЭС России по прогнозам на 2025 год представлена на рис. 4.

² Объемы ввода новых генерирующих мощностей меньше по сравнению с выводом в связи с тем, что документом был предусмотрен ввод порядка 4200 МВт (АЭС – 1150 МВт, ГЭС – 416,7 МВт, ТЭС – 1251,9 МВт, ВЭС и СЭС – 1382,3 МВт) генерирующих мощностей в 2019 г., против вывода – 1200 МВт (16 МВт – ГЭС, 1184 МВт – ТЭС). Однако, в настоящее время эти данные требуют корректировки в связи с последствиями COVID-19.

Обзор концепции «Цифровая трансформация 2030»

Вместе с тем стоит отметить, что в нашей стране уже сделаны определенные шаги на пути активного внедрения цифровых технологий в энергетическую отрасль. Так, в 2018 г. с целью исполнения указов Президента Российской Федерации от 09.05.2017 г. № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 гг.» и от 07.05.2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», а также для реализации программы «Цифровая экономика Российской Федерации» разработана концепция «Цифровая трансформация 2030» (далее – Концепция), которая определяет основные

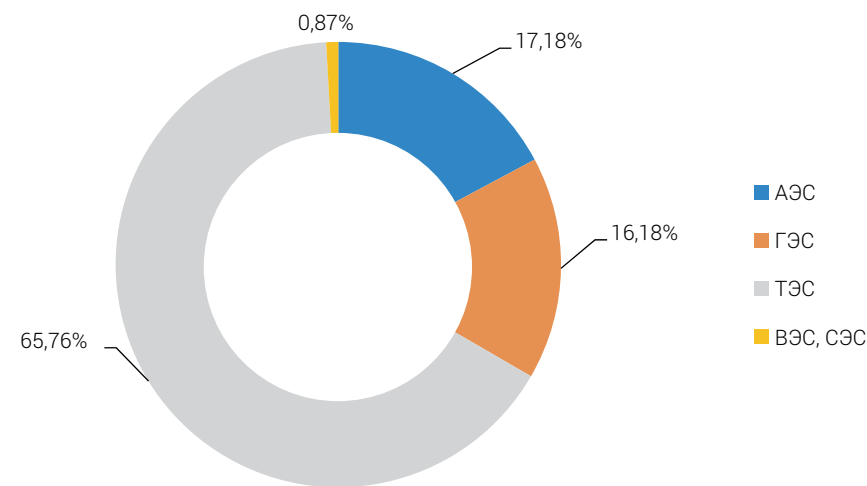


Рис. 4. Процентное распределение прогнозной выработки электроэнергии в ЕЭС России в 2025 г.

Источник: схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 гг.

направления технологических и организационных изменений работы в энергетических компаниях для повышения качества оказываемых услуг.

Концепция включает в себя целевую модель цифровой трансформации и актуальное представление ситуации с учетом существующих технологий.

При этом ключевой целью цифровой трансформации является переход компаний на риск-ориентированное управление путем изменения логики процессов, протекающих в компании. Достижение поставленной цели возможно только на основе анализа больших данных с использованием передовых/современных информационных и цифровых технологий, которые характеризуются постоянным развитием. В этой связи предусматривается актуализация Концепции не реже 1 раза в 3 года в части внедрения передовых технологий.

Целью цифровой трансформации является переход на риск-ориентированное управление процессами в компании. Достижение этой цели возможно только на основе анализа больших данных

Целевая модель, представленная в Концепции, определяет наличие в компании ряда центров, работа которых приведет к созданию единой цифровой среды:

- центров аналитических компетенций (в ПАО «Россети» и в ДЗО с разделением задач и функций в соответствии с уровнем управления) – для повышения информированности специалистов при принятии управленческих и стратегических решений, а также для выявления и предотвращения возможных технологических и организационных сложностей;
- центра кибербезопасности, который должен обеспечить создание системы безопасности объектов инфраструктуры, ее функционирование на принципах единства подходов, требований, эффективности и надежности в целях мониторинга инцидентов и координации действий по предотвращению и устранению инцидентов;
- научно-исследовательского центра (НИОКР, НТД, взаимодействие с научной средой, стартап-проекты) – для выполнения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, необходимых в производственном процессе компании, а также по разработке нормативно-технических документов и сопровождению пилотных проектов по реализации цифровых технологий [3].



Стандартная материнская плата с электролитическими конденсаторами
Источник: VadimVasenin / Depositphotos.com

Таким образом, концепция «Цифровая трансформация 2030» предполагает цифровизации одного из крупнейших электросетевых комплексов в мире: 2,35 млн км линий электропередачи и 507 тысяч подстанций трансформаторной мощностью более 792 ГВА.

Мировой опыт развития технологий интеллектуальных систем управления энергетическими сетями

Если рассматривать использование цифровых технологий в мире, то особое внимание необходимо уделить вопросам развития

Единая цифровая среда технологических данных позволит проводить аналитические исследования в целях принятия оптимальных управленческих решений, а также анализировать информацию о состоянии оборудования, прогнозировать вероятность и последствия отказов для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или замены [3].

Концепция определяет порядок ее реализации и основные эффекты от ее реализации на уровне государства, компании и потребителя. В качестве ключевых эффектов для государства необходимо отметить возможность обеспечения энергонезависимости и инфраструктурной обеспеченности развития экономики и радикальное повышение качества и доступности услуг по передаче и технологическому присоединению, развитие конкурентных рынков сопутствующих услуг и прочее [3].

Для потребителей электроэнергии ключевыми эффектами станет повышение качества и доступности услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению, а также возможность его участия в регулировании собственного потребления.

Отметим, что внедрение цифровых технологий невозможно осуществить в конкретный момент, в этой связи концепция цифровизации сетей состоит из трех последовательных этапов и включает в себя поэтапное внедрение приборов учета, управляемых элементов сети, систем управления, телемеханизации, связи, обеспечение кибербезопасности, и цифровых вторичных систем подстанций (рис. 5).

Рис. 5. Этапность внедрения цифровых технологий

Источник: «Россети»



интеллектуальных систем управления энергетическими сетями. Понятие «умная сеть» или иначе говоря «smart grid» первоначально появилось в статье [6] 2003 г., в которой было представлено несколько определений этого термина, однако их объединяло то, что интеллектуальная сеть напрямую связана с электрической и обеспечивает цифровую обработку полученных данных на выходе.

Таким образом, ключевыми условиями реализации интеллектуальной сети является интеграция цифровых технологий для сбора информации о производстве и потреблении электроэнергии, что позволит повысить надёжность, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии. В настоящее время технологические решения в области внедрения «умных» сетей можно условно разбить на 5 классов:

- измерительные приборы и устройства, например, smart-счетчики, smart-датчики – электронные интеллектуальные устройства учета активной и реактивной энергии, которые измеряют мгновенное значение мощности и потребленной активной/реактивной энергии в однофазных/трехфазных сетях переменного тока, снабжённые коммуникационными средствами для передачи накопленной информации посредством сетевых технологий с целью мониторинга и осуществления расчётов за коммунальные услуги;

Первые несколько определений Smart grid дал М. Берр в 2003 г., но их объединяло то, что интеллектуальная сеть напрямую связана с электрической и обеспечивает цифровую обработку данных

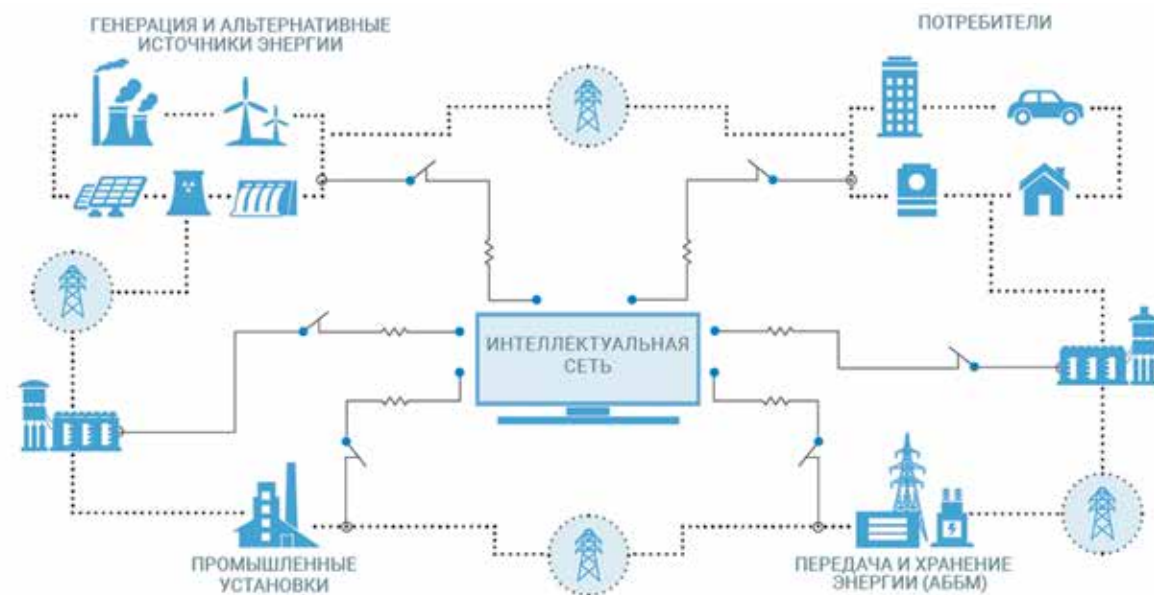
- усовершенствованные методы управления;
- усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети, например, гибкие системы передачи переменного тока, сверхпроводящие кабели и пр.;
- интегрированные средства коммуникации;
- интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений, технологии управление спросом на энергию, распределенные системы мониторинга и т. д.

Типовая схема интеллектуальной сети представлена на рис. 6, ее основными преимуществами являются:

- наличие автоматизированных систем управления передачи и потребления электроэнергии;

Рис. 6. Схема интеллектуальной сети

Источник: «Россети»



- наличие активных сетевых элементов с изменяемыми параметрами;
- наличие системы мониторинга текущего состояния сети в режиме реального времени;
- наличие автоматизированных систем для поддержания работы энергосистемы в заданных пределах в составе единой системы анализа и принятия решений.

Внедрение интеллектуальной сети приведет к наложению на существующую систему производства, передачи и потребления электроэнергии ещё одной информационной системы, которая позволит:

- выдавать отчеты по данным о произведенной или потребленной электроэнергии, используя системы самомониторинга;
- повысить надежность электроснабжения путем переключения между источниками при отказе основного;
- снизить потери за счет распределения нагрузки, устанавливая для крупных потребителей более эффективные, например, меньшей протяженности, маршруты подключения.

За рубежом внедрение концепции Smart grids началось достаточно давно, например, в Китае, где упор делается на использование силовой энергетики на первый план выходит вопрос обеспечения безопасности эксплуатации электрической сети.

В Японии пилотный эксперимент по внедрению интеллектуальных сетей проводился в городе Йокогама, где были объединены энергосистемы нескольких крупных зданий, для поддержания оптимального уровня потребления энергии предприятиями. Для достижения поставленной цели ряд домов оборудовался исходя из принципа энергосбережения с использованием оптимальной энергоэффективной системы освещения, отопления и кондиционирования воздуха, а вблизи фабрик были установлены небольшие генераторы и аккумуляторные батареи [7].

В Торонто (Канада) и Техасе (США) проведена полная модернизация инфраструктуры интеллектуальными счетчиками, широкомасштабное внедрение технологии наблюдается и в Швеции, Финляндии и т. д.

Внедрение интеллектуальных сетей на полуострове Ютландия в Дании (рис. 7) позволило не только обеспечивать собственные нужды, но также поставлять энергию другим пользователям [7]. Кроме того, в Дании успешно развивается направле-

ние интеграции интеллектуальных систем управления инженерными сетями энергоснабжения в пассивные дома, которые при дополнительных незначительных затратах, могут стать нулевыми, а при чуть больших – активными³, где интеллектуальная энергосеть, включающая в себя функции мониторинга электросети и мониторинга генерирующих мощностей, позволит передавать переизбыток электроэнергии в общую электросеть.

Вместе с тем, статистика затрат и выгод от внедрения интеллектуальных систем электроэнергии в странах ЕС свидетельствует о том, что для большинства стран



Рис. 7. Первый в мире активный дом в Дании

Источник: www.theguardian.com

ЕС совокупные выгоды превышают совокупные затраты (таблица 2), что также является важной мотивацией при внедрении интеллектуальных сетей.

В России работы по разработке интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью ведутся в ОАО «НТЦ ФСК», ОАО «Башкирская электросетевая компания» внедрила интеллектуальный учет, а также автоматизацию управления аварийными режимами и распределительной сетью, ОАО «ЕвросибЭнергоИнжиниринг» разрабатывает

³ Под активным домом (active house, energy plus house) принимается сооружение, которое производит энергии больше, чем потребляет, объединяя в себе решения, разработанные институтом пассивного дома в Германии и технологий «умного» дома.

Страна	Совокупные инвестиции, млн евро	Совокупные выгоды, млн евро	Затраты на оснащение 1 точки учета, евро	Выгоды от оснащения 1 точки учета, евро
Австрия	3195	3539	590	654
Великобритания	9295	21749	161	377
Германия	144466	16968	546	493
Греция	1733	2443	309	436
Дания	310	322	225	233
Ирландия	1040	1212	473	551
Италия	3400	6400	94	176
Латвия	75,6	4,44	302	18
Литва	254	128	123	82
Люксембург	35	40	142	162
Мальта	20	-	77	-
Нидерланды	3340	4108	220	270
Польша	2200	2330	167	177
Португалия	640	1316	99	202
Румыния	712	552	99	77
Словакия	69	71	114	118
Финляндия	692	-	210	-
Франция	4500	-	135	-
Чехия	4367	2735	766	499
Швеция	1500	1677	288	323
Эстония	110	191	155	269

Таблица 2. Оценка затрат и выгод от внедрения интеллектуальных систем электроэнергетики в странах ЕС

Источник:
<http://www.tadviser.ru/>

варианты генерации энергии на базе ВИЭ и интеграции ее в сеть. В Белгородской области внедрена автоматизированная система управления освещением «Гелиос» [8]. Предприняты определенные шаги по внедрению интеллектуальных сетей в Калининграде, где по данным «Янтарьэнерго» после установки «умных» приборов потери снизились на 37 % [9]. Задача внедрения «умных» счетчиков для отработки реализации внедрения новых технологий ставилась в г. Пермь на базе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермьэнерго» [10]. Однако такие проекты в России носят все еще пилотный характер.

В Дании успешно внедряются интеллектуальные системы управления электроснабжением в пассивные дома, которые при дополнительных затратах могут стать нулевыми и даже активными

В рамках представленного исследования проанализированы существующие разработки в области внедрения интеллектуальных систем управления инженерными сетями по публикациям, представленным в международной реферативной базе данных (БД) Scopus, также был рассмотрен отечественный опыт использования подобных систем по научным статьям, опубликованным в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий.

Всего за период с 2012 по 2021 гг. (дата обращения 13.07.2020 г.) в БД Scopus представлено свыше 46 000 статей в области развития интеллектуальных сетей. Распределение публикаций по годам представлено на рис. 8. Выборка публикаций делалась по ключевому слову «Smart grids», по различным отраслям знаний. При этом наибольшее количество публикаций относится к техническим наукам и разработкам в области информационных технологий.

Общей тенденцией проанализированных публикаций является рассмотрение вопроса обеспечения связей между элементами «умных» сетей, их внедрения и обеспечения безопасности [11–20 и др.].

Стоит также отметить, что лидерами по исследованиям в указанной области являются представители таких стран, как Китай (16 % от представленных публикаций)

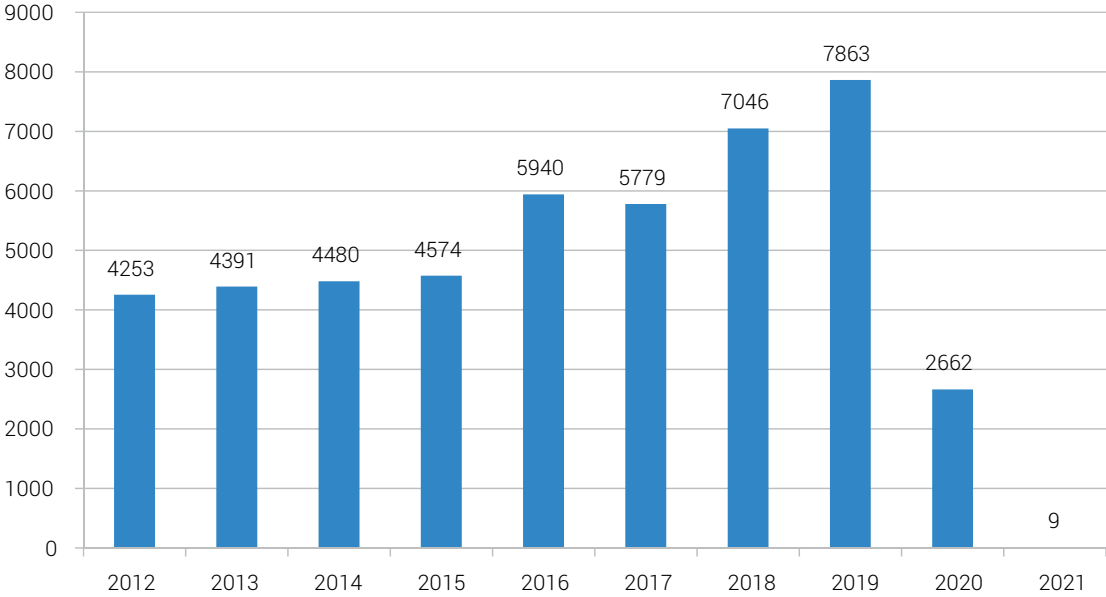


Рис. 8. Распределение публикаций в области развития интеллектуальных сетей по годам, с учетом уже принятых к публикации работ в 2021 г. по данным международной базы данных SCOPUS

Источник:
<https://www.scopus.com>

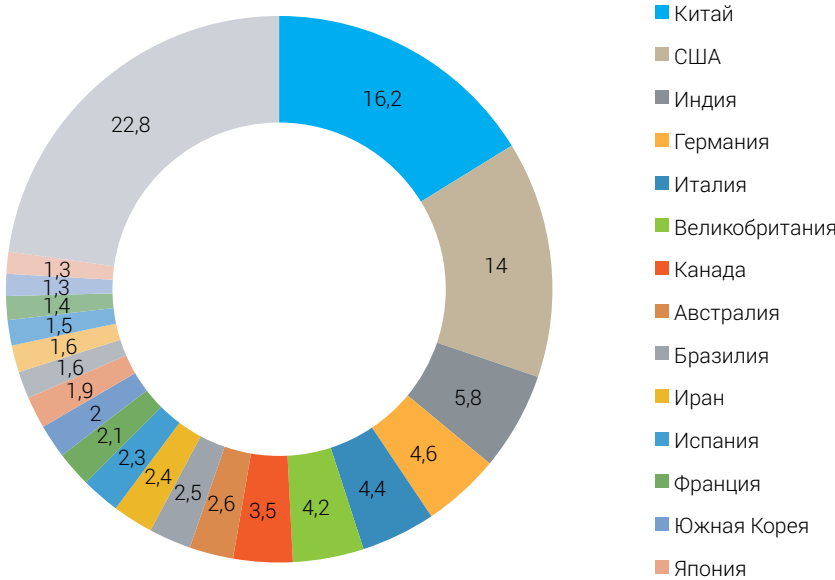
и США (14 %), Россия занимает лишь 20-е место (порядка 1,3 %).

В журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий (по данным сайта elibrary.ru, на котором представлено порядка 70 000 наименований журналов), также представленных в различных отраслях науки (по ключевым словам «smart grids» и «умные сети») за рассматриваемый период (с 2013 по 2020 гг.)

найденно свыше 600 опубликованных научных статей, которые делятся на работы, содержащие предложения по новым измерительным приборам и устройствам, а также статьи, описывающие опыт внедрения таких устройств. Мало внимания уделяется проблемам усовершенствования методов управления, роль которых при внедрении таких технологий является ключевой.

Рис. 9. Процентное распределение публикаций по странам мира по данным БД Scopus

Источник:
<https://www.scopus.com>



Вместе с тем, данная статистика свидетельствует о том, что рассматриваемые технологии в России все еще находятся на этапе развития.

Заключение

Сегодня Единая энергетическая система России представляет собой совокупность объединенных энергосистем, общая установленная мощность электростанций которой на 1 января 2019 г. составила 243 243,2 МВт. Однако, если рассматривать каждый регион нашей страны отдельно, то наблюдается определенный дисбаланс выработки и потребления электроэнергии.

Вместе с тем, снижение потерь и достижение баланса между производством и потреблением электроэнергии по федеральным округам возможно за счет внедрения цифровых технологий. Данный подход нашёл свое отражение в концепции «Цифровой трансформации 2030», реализация которой позволит государству обеспечить энергонезависимость, повышение качества и доступности услуг по передаче и технологическому присоединению, создать инфраструктурную обеспеченность развития экономики, развить конкурентные рынки сопутствующих услуг и пр.

Для потребителей электроэнергии ключевыми эффектами от реализации

Концепции станет повышение качества и доступности услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению, а также возможность их участия в регулировании собственного потребления.

В то же время, проведенный анализ мировых тенденций в области развития интеграции интеллектуальных сетей позволяет сделать вывод о том, что именно их активное развитие и внедрение повышает эффективность оперативного управления энергетическими активами и дает возможность потребителям энергии участвовать в процессах регулирования собственного энергопотребления, поскольку выводит качество сбора и анализа данных об энергопотреблении на принципиально новый уровень.

Актуальным также становится направление интеграции интеллектуальных сетей энергоснабжения в рамках развития инженерно-строительных решений, обеспечивающих возможность создания домов с нулевым энергопотреблением, а также развития технологий «активного» дома.

Однако для широкомасштабного внедрения цифровых технологий в энергетическую отрасль России необходимо решить ряд задач, в том числе, сменить логику процессов и обеспечить переход компании на риск-ориентированное управление.



«Умный» дом

Источник: topdom.ru

Использованные источники

1. Силяев С.В., Богданов А.В. Интеллектуальные системы электроснабжения промышленных объектов на основе smart-технологий // Сб. м-лов IV Международной студенческой научно-практической конференции, 2018. С. 113–120.
2. Официальный сайт компании ООО «Инженерный центр «Энергосервис». Режим доступа: <https://energybase.ru/>
3. Концепция «Цифровая трансформация 2030», Россети, 2018. 31 с.
4. Нусенкис А.А. Цифровая трансформация в энергетике // Электротехнические комплексы и системы, Материалы международной научно-практической конференции, 2019. С. 185–192.
5. Официальный сайт системного оператора Единой энергетической системы. Режим доступа: <https://so-ups.ru/index.php?id=ees>
6. Burr M. T. Reliability demands drive automation investments. // Fortnightly. TechnologyCorridor. 2003. Nov. 1. Режим доступа: <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>
7. Николаев М. В., Овсянников А. Ю., Марчинский И. Ю. Опыт применения «умных» сетей в России. Технология Smartgrid // Молодой ученый. 2016. №28.2. С. 63–68.
8. Боева Е.Ю., Куникеев Б.А., Щеголев Н.Л. Перспективы и проблемы внедрения Smart grid в России/ Инженерный вестник, №9, 2015. С. 543–551.
9. Димитриев А.В. Реализация проекта Smart grids в Калининграде: первые результаты и достижения // сб. трудов научно-пр. конф. «Интеграционные процессы в современном геоэкономическом пространстве», 2018. С. 110–113.
10. Ледин С. С. Концепция «электроэнергия – товар» как катализатор развития SmartGrid // Автоматизация в промышленности. 2012. № 4. С. 23–26.
11. Jiahai Yuan, Jiakun Shen, Li Pan, Changhong Zhao, Junjie Kang Smart grids in China//Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 37, September 2014. P. 896–906.
12. João Crispim, José Braz, Rui Castro, Jorge Esteves Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal//Utilities Policy, Volume 31, December 2014. P. 85–93.
13. Lucia Vesnic-Alujevic, Melina Breitegger, Ângela Guimarães Pereira What smart grids tell about innovation narratives in the European Union: Hopes, imaginaries and policy // Energy Research & Social Science, Volume 12, February 2016. P. 16–26.
14. Lea Schick, Christopher Gad Flexible and inflexible energy engagements—A study of the Danish Smart Grid Strategy// Energy Research & Social Science, Volume 9, September 2015. P. 51–59.
15. Ghorbanian M., Dolatabadi S.H., Masjedi M., Siano P. Communication in smart grids: A comprehensive review on the existing and future communication and information infrastructures//IEEE Systems Journal, 2019, 13(4), 8839117. C. 4001–4014.
16. Fontenot H., Dong B. Modeling and control of building-integrated microgrids for optimal energy management – A review // Applied Energy, 2019, 254, 113689.
17. Alladi T., Chamola V., Rodrigues J.J.P.C., Kozlov S.A. Blockchain in smart grids: A review on different use cases//Sensors (Switzerland), 2019, 19(22), 4862.
18. Ghadi M.J., Rajabi A., Ghavidel S., (...) Li, L. Zhang, J. From active distribution systems to decentralized microgrids: A review on regulations and planning approaches based on operational factors // Applied Energy, 2019, 253, 113543.
19. Londero R.P., De Mello A.P.C., Da Silva G.S. Comparison between conventional and solid state transformers in smart distribution grids//2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America, 2019, 8895327.
20. De Souza E Silva R.D., Cavalcante De Oliveira R. Net Zero Energy Building in Brazil: Potencial Smart Buildings?// 2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America, 2019, 8895412.

Цифровая ПС 110 кВ «Медведевская»

Источник: «Россети»



Энергетическая политика Индии в период энергетического перехода

India's energy policy during the energy transition

Алексей МАСТЕПАНОВ
Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
e-mail: amastepanov@mail.ru

Андрей СУМИН
Ведущий научный сотрудник Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, к. ю. н.
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Alexey MASTERANOV
Head of the Analytical Center of the Energy policy and Security (IOGP of the RAS), a member of the Directorate Council of the IES, DES., professor of the Gubkin University, academician of the RANS
e-mail: amastepanov@mail.ru

Andrey SUMIN
Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security (IOGP of the RAS), PhD in law
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Горные поселки в Гималаях, Индия

Источник: handersonchulet / Depositphotos.com



Аннотация. В статье проанализирована энергетическая политика Индии на текущий момент. Подчеркнуты специфика энергетического сектора и её влияние на энергетическую политику Индии. Дана характеристика отдельных секторов отраслей энергетики. Раскрыты особенности индийского подхода к формированию и проведению энергетической политики республики на современном этапе. Проанализированы проблемы, с которыми сталкивается энергетический сектор Индии в условиях глобализации и геополитического противостояния. Дана характеристика подходу Индии к обеспечению своей энергетической безопасности. Сделан акцент на российско-индийском энергетическом сотрудничестве. Сделаны выводы о вероятности сохранения традиционных элементов индийской энергетической политики и в период энергетического перехода.

Ключевые слова: Индия, энергетическая политика, энергетическая безопасность, нефтегазовый сектор, ископаемые углеводороды, электроэнергетика, энергетический переход, энергетическое сотрудничество.

Abstract. The article analyzes the current energy policy of India. The specifics of the energy sector and its impact on the energy policy of India are highlighted. The characteristics of individual sectors of the Indian energy sector are given. Features of the Indian approach to the formation and implementation of energy policy are revealed. The article describes the factors and challenges that contribute to the transformation of the energy policy of the Republic at the present stage. The problems faced by the energy sector in India in the context of globalization and geopolitical confrontation are analyzed. The article describes India's approach to ensuring its energy security. Emphasis is placed on Russian-Indian energy cooperation. Conclusions are made about the probability of preserving the traditional elements of Indian energy policy during the energy transition. Keywords: India, energy policy, energy security, oil and gas sector, fossil hydrocarbons, power generation industry, energy transition, energy cooperation.



Индия – один из крупнейших в мире потребителей энергии. По данным МЭА, спрос на первичную энергию в стране составил 916 млн т н. э.

Введение

Идеи энергетического перехода как концепции безуглеродной энергетики будущего с каждым годом получают всё большее и большее распространение. Энергетический переход, вызванный во многом обеспокоенностью общества проблемами экологии, нацелен на решение климатиче-

ской проблемы путём отказа от угля, нефти и газа, и перехода к малоуглеродной и безуглеродной энергетике, поскольку именно углеводородное топливо в настоящее время поставляет около двух третей глобальных выбросов парниковых газов антропогенного происхождения [1]. Лидерами и драйверами энергетического перехода выступают экономически развитые государства, но его идеология поддерживается и ведущими развивающимися экономиками. В то же время подход к обеспечению энергетического перехода в этих экономиках менее экзальтированный и более взвешенный. Развивающимся странам – потребителям энергоресурсов, особенно самым бедным, необходим доступ к относительно дешёвой энергии для обеспечения экономического роста, сокращения отставания от развитых экономик, для ликвидации энергетической бедности. Достаточно сказать, что по производству ВВП на душу населения развивающиеся страны уступают развитым в десятки раз. Так, по данным Всемирного банка (World Bank Group) в 2019 году сред-

недушевой ВВП по паритету покупательной способности в развитых экономиках (странах с высоким доходом) составил 52,1 тысяч долларов, в том числе в США, странах ОЭСР в целом и ЕС – 65,3 тысяч долларов, 46,5 тысяч долларов и 46,5 тысяч долларов, соответственно. При этом в африканских странах к югу от Сахары он составил только 3,9 тысяч долларов, странах Южной Азии – 6,5 тысяч долларов, а в бедных странах (странах с низким доходом) – менее 2,5 тысяч долларов [2]. Огромен разрыв между развитыми и развивающимися экономиками и в душевом энергопотреблении. Так, по оценкам МЭА, в 2017 году в странах ОЭСР оно составило



Трущобы Дхарави, Индия
Источник: leshiy985 / Depositphotos.com

4,1 тонн нефтяного эквивалента на человека, тогда как в странах Африки – только 0,65 т н. э./чел. [3].

В этих условиях во многих развивающихся странах на первый план выходят, при всей их важности, не проблемы глобального изменения климата, а проблемы экономического роста и преодоления энергетической бедности. Поэтому поддержка полного отказа от углеродсодержащих энергоресурсов в угоду политическим амбициям (а энергетический переход в настоящее время это, прежде всего, политическая цель [1]) означает для большинства развивающихся стран дополнительные трудности в решении наиболее злободнев-

В отличие от многих государств, энергетическая политика Индии никогда не была оформлена как единый программный документ. Это комплекс законов и различных правительственных программ

ных проблем. Дефицит или дороговизна энергоресурсов может перечеркнуть для них саму перспективу экономического роста и достижения хотя бы минимального уровня благосостояния населения. Важность подобного подхода признаётся и в исследованиях Всемирного экономического форума, в которых подчёркивается, что энергетический переход должен состояться без нарушения баланса «энергетического треугольника»: безопасность и доступ; экологическая устойчивость; экономическое развитие и рост [4].

Ряд связанных с энергетикой проблем развивающихся стран является результатом отсутствия доступа к электроэнергии, с чем сталкивается примерно 1 млрд человек, и отсутствия чистого топлива для приготовления пищи, влияющего ещё на 3 млрд человек. [4,5]. Соответственно, обеспечение их доступа к чистой энергии должно происходить одновременно с климатическим императивом энергетической политики [5]. Кроме того, почти половина населения земного шара страдает от энергетической нищеты, и цели ООН в области устойчивого развития, принятые

Индия – второй в мире по объёму потребления и импорта угля (745 и 228 млн т), третий потребитель и импортёр нефти (5,38 и 5,27 млн барр./сут.), и четвертый – импортёр СПГ (32,9 млрд м³)

в 2015 году, делают доступ к энергии одним из приоритетов.

Все эти проблемы в той или иной мере характерны и для Индии – одной из крупнейших экономик мира, которая в российском информационно-энергетическом пространстве незаслуженно оказалась в тени Китая.



Голубой город Джодхпур в Индии

Источник: Kokhanchikov / Depositphotos.com

Цели, задачи и основные составляющие энергетической политики Индии

Основной целью энергетической политики Индии является обеспечение энергоресурсами, в условиях их дефицита, быстро развивающейся экономики страны путём развития альтернативных источников энергии, особенно ядерной, солнечной и энергии ветра. Этой целью определяется и отношение Индии к политике энергетического перехода.

При этом в отличие от многих других государств, энергетическая политика Индии, насколько позволяют судить открытые источники информации, никогда не была оформлена как единый программный документ и представляет собой комплекс законов, принятых индийским парламентом, и различных правительственных программ,

планов действий и других документов [6]. Поэтому о меняющейся энергетической политике страны судить можно только по принимаемым нормативно-законодательным актам, программам развития соответствующих отраслей и другим решениям в области энергетики.

Основными такими актами, программами и решениями, принятыми в последние двадцать лет, стали:

1. Программа Hydrocarbon Vision 2025, разработанная в 2000 г. Описывает политику в области разведки, добычи и использования углеводородов на период 2025 г.
2. «Закон о сохранении энергии» (Energy Conservation Act) от 2001 г. Является правовой основой мер в области энергоэффективности.
3. Закон об электроэнергии (Electricity Act 2003) от 2003 г. Согласно этому закону, каждые 5 лет разрабатывается новая редакция Национального плана электрификации (National Electricity Plan, NEP).
4. Национальный план действий в области климатических изменений (National Action Plan on Climate Change, NAAPC) от 2008 г.

В развитие этого плана в последующие годы был принят ряд целевых программ: по стимулированию/развитию энергоэффективности (2009 г.), солнечной энергетики (2010 г.), «умных» энергосетей (2015 г.), критически важных технологий (2017 г.), трансформации мобильности и создания аккумуляторов нового поколения для хранения больших объёмов энергии (2019 г.) и др.

5. Национальный план электрификации на период до 2027 г. (New National Electricity Plan – NEP-2018), принятый в 2018 г.
6. Национальный план действий по обеспечению доступного кондиционирования помещений (India Cooling Action Plan, ICAP) от 2019 г. и др.

Подписание и ратификация Индией Климатического соглашения поставило перед страной задачу значительного сокращения в исторически короткие сроки выбросов CO₂ и других парниковых газов. Это предполагает как снижение общей энергоёмкости индийской экономики, так и переход страны от преимущественно угольной энергетики к энергетике, использующей более экологически чистые источники. Возможность такого перехода видится в Индии, прежде

Индия – в отличие от многих других государств – не декларирует отказ от использования ископаемых углеводородов в энергетике, и планирует продолжать импортировать уголь, нефть и газ

всего, на путях развития энергетики на возобновляемых источниках, атомной энергетики и газовой электрогенерации.

Несмотря на фрагментарность государственной энергетической политики Индии, её вторая основная цель – обеспечение энергетической безопасности – неизменна и проходит красной нитью в большинстве принятых законов, различных правительственных программ и планов действий.

В энергетической политике Индии можно выделить две составляющие, определяющие её основные направления и приоритеты:

- 1) внутреннюю, направленную на рост энергоэффективности и развитие национальной энергетики. Это направление включает привлечение иностранных инвестиций, технологий и компетенций для освоения труднодоступных, нетрадиционных источников углеводородов и развития нефтегазовой инфраструктуры. Кроме того, в рамках этого направления Индия активно развивает атомную и возобновляемую энергетику;
- 2) внешнюю, обеспечивающую диверсификацию источников импортных энергоресурсов. В рамках этого направления Индия активно участвует в разведке и освоении нефтяных месторождений за пределами страны (межправсоглашения, создание совместных предприятий, многостороннее сотрудничество с транснациональными компаниями), а также укрепляет связи со странами-поставщиками углеводородного сырья.

Текущая ситуация в энергетическом секторе Индии и оценки его развития

По оценкам Всемирного банка, и МВФ (International Monetary Fund – IMF) Индия по объёму ВВП по ППС с 2014 года является третьей по величине экономикой планеты [7,8]¹. Одновременно Индия – один из крупнейших в мире потребителей энергии. По данным МЭА, в 2018 году спрос на первичную энергию в стране составил 916 млн т н. э. Это существенно меньше, чем в Китае (3187 млн т н. э.) или США (2230 млн т н. э.), но выводит Индию по этому показателю на третье место в мире [9].

Традиционно испытывающая энергетический голод, Индия – второй в мире по объёму потребления и импорта угля (в 2019 году, соответственно, 18,62 и 5,69 эксаджоулей, то есть порядка 745 и 228 млн т), третий в мире потребитель и импортёр нефти (5,38 и 5,27 млн барр./сут²), и четвертый – импортёр СПГ (в 2019 году – 32,9 млрд кубометров) [10]. Соответственно,

¹ В последние три года (2017–2019 гг.), по данным Всемирного банка и МВФ, по номинальному значению ВВП в долларовом выражении (в долларах США 2010 г.), Индия занимает 6–7 место в мире.

² В BP Statistical Review of World Energy принято, что 1 эксаджоуль [EJ] равен 23,88 млн т н. э. или 40 млн т каменного угля, а производство/потребление/импорт нефти в объёме 1 барр./сут. соответствует объёму в 49,8 т в год.

зависимость страны от импорта энергоресурсов велика: в 2018 году, по данным МЭА, она составила 83 % для нефти, 49 % для природного газа и 18 % для угля [9].

По объёмам производства электроэнергии Индия также занимает третье место в мире (в 2019 году – 1558,7 ТВт·ч). При этом 73 % электроэнергии вырабатывается на угольных ТЭС, 19 % – на основе использования ВИЭ, включая гидроэнергоресурсы, и около 3 % – на АЭС [10].

Несмотря на стремление Индии диверсифицировать структуру энергобаланса по соображениям энергетической безопасности и – с недавних пор – защиты окружающей среды, сделать это в одночасье



СПГ-танкер, порт Бомбей

Источник: SHELL

в силу размера экономики и год от года растущих потребностей в энергоносителях едва ли возможно. Так, за 2008–2018 гг. среднегодовой прирост потребления первичной энергии в Индии составлял 5,2 %. В 2019 году этот прирост увеличился по сравнению с предыдущим годом только на 2,3 % при росте ВВП на 4,2 %, он был выше среднемирового почти в 1,8 раза [10,11]. По этой причине Индия – в отличие от многих других государств – не декларирует отказ от использования ископаемых углеводородов в энергетике, и планирует продолжать и в будущем импортировать уголь, нефть и газ для обеспечения своих растущих потребностей в энергии.

СПГ-терминал Хазира, порт Бомбей

Источник: SHELL

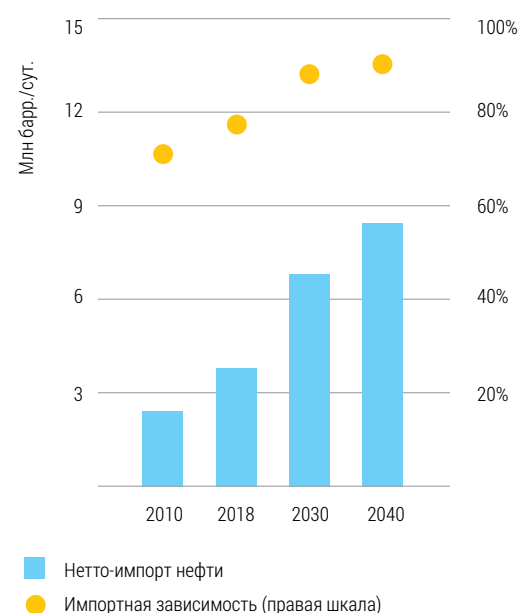


Продолжение значительного роста энергопотребления в Индии подтверждают оценки наиболее авторитетных международных и национальных прогностических центров. Так, в базовом сценарии World Energy Outlook 2019 – WEO-2019 (МЭА) суммарное энергопотребление в Индии составит в 2040 году 1,84 млрд т н. э. против 916 млрд т н. э. в 2018 году, то есть возрастёт вдвое. Ещё больший рост прогнозируется в сценарии текущих политик этого исследования – до 2,06 млрд т н. э. И даже в сценарии устойчивого развития, в наибольшей степени отвечающего идеологии энергетического перехода, к 2040 году энергопотребление в стране увеличится до 1,29 млрд т н. э., то есть в 1,4 раза [9]³.

Во всех сценариях WEO-2019 продолжится значительный рост потребления нефти и природного газа, а в базовом сценарии, и тем более в сценарии текущих политик – еще и угля. Одновременно возрастёт зависимость Индии от импорта основных энергоносителей. Так, на уровне 2040 года эксперты МЭА ожидают, что доля импорта в потреблении нефти достигнет 92 % (рис. 1); в потреблении природного газа – от 59 % в Базовом сценарии до 74 % в Сценарии устойчивого развития; в потреблении угля, в зависимости от сценария, от 35 % до 38 % [9].

³ Об особенностях каждого из этих сценариев см., напр. [13].

Рис. 1. Динамика нетто-импорта нефти Индией и её импортная зависимость от нефти в Базовом сценарии WEO-2019



Источник: International Energy Agency [9]



ЛЭП в Индии

Источник: Vaibhavbodhankar17 / Depositphotos.com

Ещё более значительный рост энергопотребления индийской экономики ожидает Управление энергетической информации США (U.S. Energy Information Administration – EIA) (рис. 2).

В его International Energy Outlook 2019 (IEO-2019) объём энергопотребления в Индии к 2050 году составит свыше 110 квадран британских тепловых единиц – БТЕ (British thermal units – BTU)⁴ [12], то есть порядка 2,77 млрд т н. э. Особенно быстрый рост – почти в три раза – ожидается в промышленности, причём, по оценкам специалистов EIA, этот рост потребления энергии в Индии – на 31 квадран БТЕ с 2018 года по 2050 год – составит 40 % от общего мирового прироста энергопотребления на промышленные цели. Подобный рост промышленного спроса на энергию приводит к увеличению потребления угля с 6 квадран БТЕ в 2018 году до 22 квадран БТЕ в 2050 году (рис. 3), то есть почти до 555 млн т н. э.

Устойчивый промышленный рост станет, по мнению специалистов EIA, одним из основных драйверов дальнейшего роста потребления угля в Индии. Другим таким драйвером выступит электрификация сельских районов страны (рис. 4).

⁴ 1 квадриллион (квадран) БТЕ равен примерно 25,22 млн т н. э.

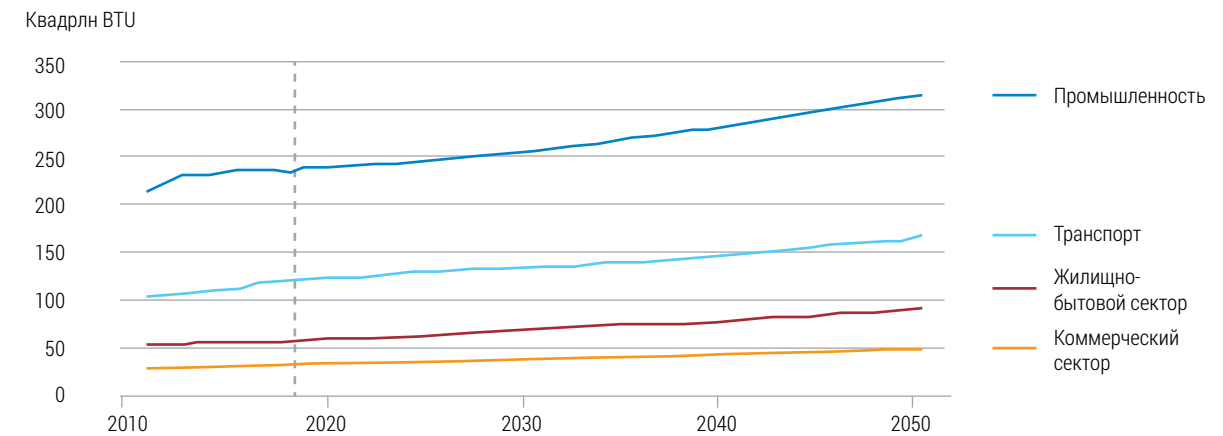


Рис. 2. Прогноз динамики энергопотребления Индии в Базовом сценарии IEO-2019

Источник: Energy Information Administration [12]

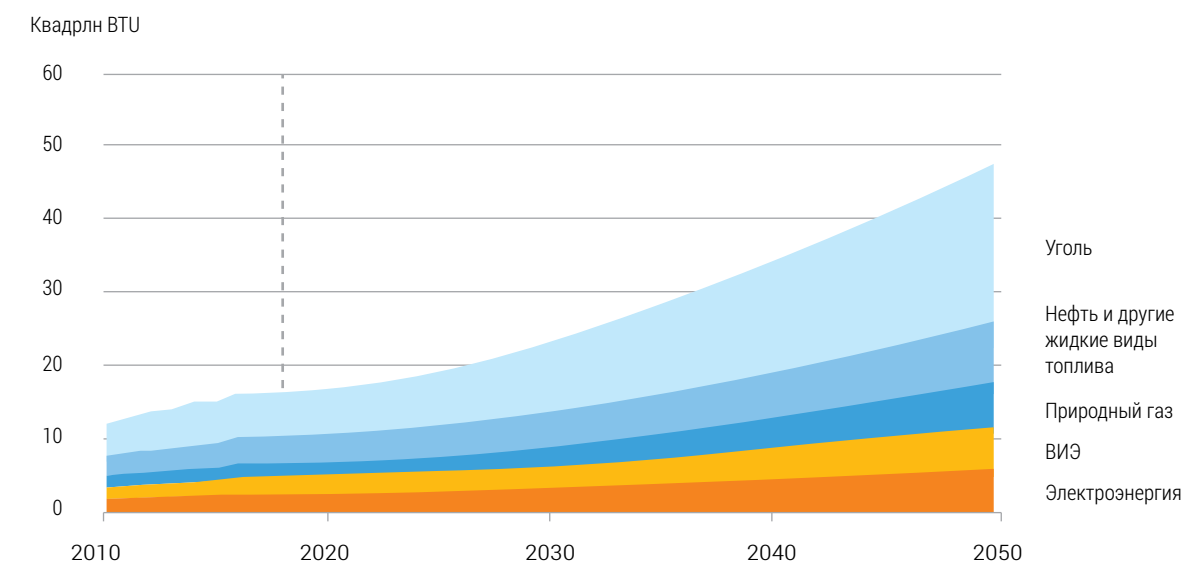
Быстро растущий спрос Индии на электроэнергию будет удовлетворяться в первую очередь за счет возобновляемой генерации. В электроэнергетике потребление угля увеличивается в прогнозируемом периоде на 2,5 % в год, но его опережает использование ВИЭ, которое растет на 8,1 % в год в течение того же периода. К 2050 г. потребление угля в энергетическом секторе составит 24 квадран БТЕ, а потребление ВИЭ – достигнет 36 квадран БТЕ [12] (соответственно, 605 и 908 млн т н. э.).

С целью обеспечения устойчивости экономического роста на длительную перспективу, в том числе и в слабораз-

витых регионах, правительство Индии приняло в 2018 году всеобъемлющий Национальный план электрификации на период до 2027 года. (New National Electricity Plan – NEP-2018) [14]. Согласно этому плану, все без исключения домохозяйства страны должны получить доступ к надёжному электроснабжению. Задача поистине грандиозная, ибо в 2017 году четверть населения республики по-прежнему не имела доступа к электроэнергии по месту жительства [15]. На практике отсутствие доступа к электроэнергии является главным препятствием на пути экономического развития регионов и, как

Рис. 3. Прогноз динамики и структуры энергопотребления в промышленности Индии

Источник: Energy Information Administration [12]



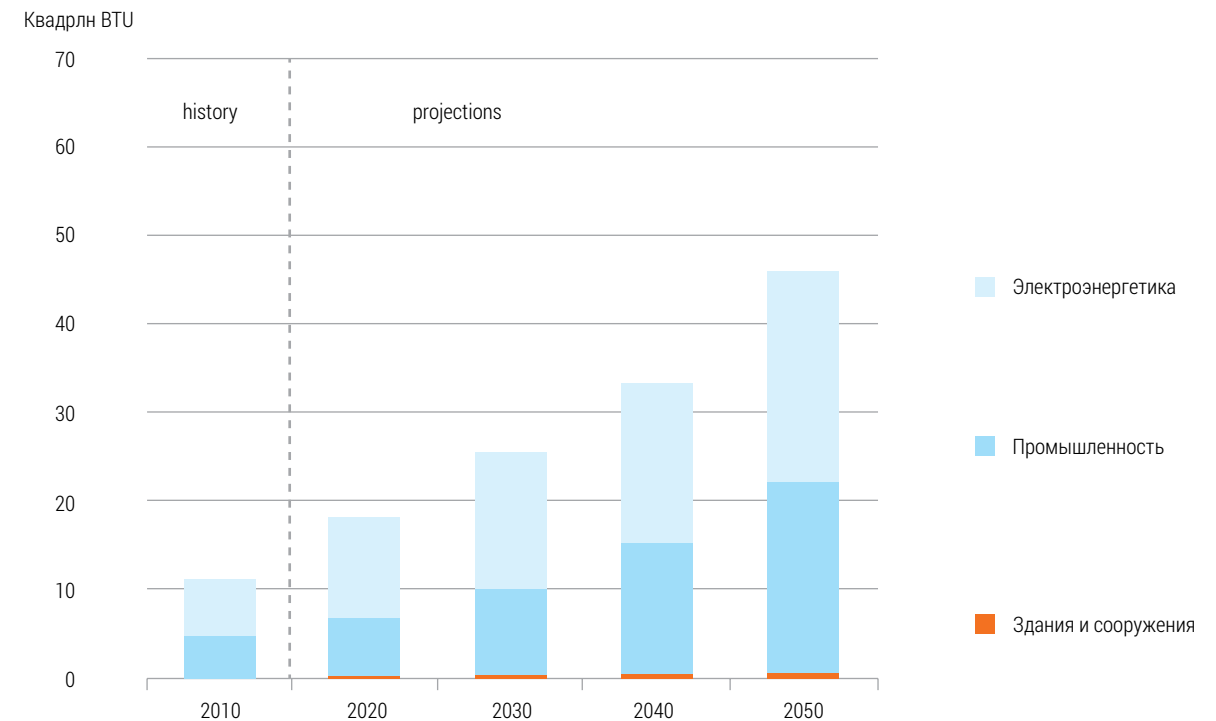


Рис. 4. Прогноз динамики и структуры потребления угля в Индии

Источник:

Energy Information Administration [12]

следствие, означает консервацию бедности на поколения вперед.

В полной мере сказанное относится и к энергообеспечению страны в целом. По данным МЭА, среднестатистический житель Индии в 2017 году потреблял лишь одну десятую часть энергии, используемой среднестатистическим жителем США (0,66 и 6,61 т н. э., соответственно) [3]. Что касается потребления коммерческих видов топлива и энергии, рассчитанного по методологии компании BP⁵, то здесь отставание ещё больше. В том же 2017 году среднедушевое потребление энергии в Индии составляло 23,4 эксаджоуля, а в США – 284 эксаджоулей, то есть было более чем в 12 раз ниже [10].

Принятие NEP-2018 отразило также стремление Индии воплотить в жизнь идеи энергетического перехода, но с учётом реалий своей страны. В условиях Индии энергетический переход означает, прежде всего, трансформацию электроэнергетического сектора не только путём форсированного развития безуглеродной энергетики,

но и через внедрение новых технологий угольной генерации. Согласно NEP-2018, к концу 2026–2027 годов в стране должны функционировать безуглеродные источники электрогенерации суммарной установленной мощностью порядка 355,2 ГВт, что составит 57 % мощности всех электростанций Индии (рис. 5).

В электроэнергетике Индии потребление угля растёт на 2,5 % в год, ВИЭ – на 8,1 % в год. К 2050 г. потребление угля составит 24 квадранта БТЕ, а потребление ВИЭ – достигнет 36 квадрантов БТЕ

Одновременно с решением внутренних экономических и тесно связанных с ними энергетических проблем страна сталкивается и с рядом стратегических вызовов, главным из которых является глобальный подъём давнего соперника – Китая [18]. Складывающаяся ситуация напрямую влия-

⁵ По методологии BP первичная энергия – это только коммерчески продаваемые виды топлива, включая современные возобновляемые источники энергии, используемые для электрогенерации [10]. Согласно методологии МЭА, под первичной энергией подразумевается энергия всех используемых энергоносителей, включая сельскохозяйственные и бытовые отходы, биотопливо и тепло от тепловых насосов, которое извлекается из окружающей среды. Подробнее см. [16].

ет на переосмысление Индией собственной энергетической безопасности. Рост китайской мощи вынудил Индию пойти на сближение с США, что не могло не отразиться и на энергетической политике республики.

Энергетическая политика в отношении углеводородных энергоресурсов

Энергетическая политика Индии исходит из необходимости расширения использования углеводородного топлива. Однако её реализация идёт далеко не так гладко, как хотелось бы руководству страны. Во-первых, это усиление влияния США на энергетическую политику Индии, которое особенно хорошо заметно на примере импорта нефти. В 2018 году США в одностороннем порядке вышли из сделки с Ираном по ядерной программе и повторно ввели санкции против Исламской республики. При этом Индии и ряду других государств до 2 мая 2019 года были предоставлены послабления: США обязались не вводить против них санкции за закупку определённых объёмов иранской нефти. В апреле 2019 года президент США Дональд Трамп заявил, что не станет продлевать эти исключения. После некоторых колебаний Индия уступила американско-

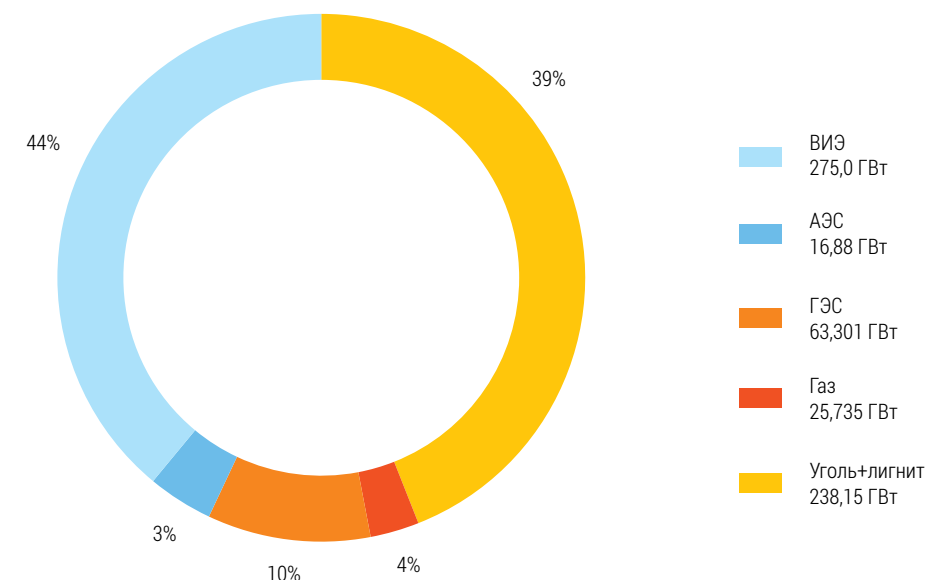
му давлению и прекратила импорт нефти из Ирана (своего традиционного и крупного поставщика, который покрывал порядка 10 % энергетических потребностей страны), сделав ставку на диверсификацию источников поставок.

Угольная энергетика играет ведущую роль в индийском энергетическом секторе. В начале 2018 года за счёт угля обеспечивалось 44 % потребления первичной энергии, а в 2019 году – 54,7 %

Другим немаловажным фактором риска для энергетической политики Индии стала нестабильность на Аравийском полуострове и в прилегающих регионах. Удельный вес государств Персидского залива в индийском нефтяном импорте традиционно высок. Если в 2001 году на эти страны приходилось 66 % закупаемой Индией нефти, то в 2016 году – 64 %, то есть их доля практически не изменилась [19, с. 23]. Однако

Рис. 5. Прогнозная структура электрогенерирующих мощностей в Индии

Источник: Government of India. Ministry of Power. Central Electricity Authority [17]





Движение по улицам Индии
Источник: byvikas / Depositphotos.com

рост нестабильности в этом регионе заставил правительство республики сделать стратегический выбор в пользу увеличения закупок нефти из других источников, в том числе и из России.

С 2001 года Индия начала проявлять всё возрастающий интерес к закупкам венесуэльской нефти. Если в 2001 году поставки из этой страны составляли 4 % нефтяного импорта Индии, то в 2016 году их удельный вес возрос до 10 % [19, с. 23]. Однако в связи с американскими санкциями в июне этого года Индия прекратила закупать нефть из Венесуэлы.

Существенный интерес проявляет Индия к расширению использования природного газа в энергетике и промышленности. Причин тому несколько. Это и частичное замещение угольной генерации газовой по экологическим соображениям, и замена

дешевеющим в последние годы газом нефти и нефтепродуктов в качестве топлива (как моторного, так и в быту), и стремление развивать отдельные отрасли промышленности, в особенности такие важные для страны, как производство удобрений и нефтехимия [20, с. 8–9]. В предыдущие десятилетия использованию природного газа в индийской энергетике препятствовали два фактора – отсутствие собственных разведанных крупных месторождений и нежелание рисковать энергетической безопасностью (прокладкой газопроводов из-за рубежа в силу стратегической нестабильности в регионе). В частности, Индия была вынуждена отказаться от проекта газопровода из Ирана через территорию Пакистана вследствие давней вражды с этим государством. Кроме того, сказалось и давление США, стремящихся нанести максимальный ущерб иранскому экспорту углеводородов. Охладела Индия и к долго вынашивавшемуся проекту газопровода ТАПИ (Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия) – из-за неразрешимых проблем с безопасностью в Афганистане и всё той же вражды с Пакистаном [20, с. 16].

Бурное развитие торговли СПГ и формирование глобального рынка природного газа в последнее десятилетие дали возможность правительству Индии по-новому оценить перспективы использования этого ресурса. В настоящее время в стране активно строится инфраструктура для приемки и распределения по стране импортного СПГ, который Индия начала импортировать с 2004 года. В последние годы его основными поставщиками в страну являются Катар, Нигерия, Австралия, Россия, США и государства Персидского залива [26, с. 13–14].

Особо следует сказать о российском газе, являющимся важным фактором обеспечения энергетической безопасности Индии. В настоящее время СПГ в Индию поставляют «НОВАТЭК» и «Газпром». В октябре 2012 г. дочерняя компания «Газпрома» – Gazprom Marketing and Trading Singapore – заключила с индийской государственной компанией GAIL контракт на поставку 2,5 млн т (эквивалентно 3,5 млрд кубометров) СПГ ежегодно в течение двадцати лет. Позднее условия контракта были изменены: GAIL обязалась закупать на 6 млн т СПГ больше, чем было установлено первоначально. Стороны продлили срок действия контракта (до двадцати трех лет). Первую партию законтрактованного СПГ

компания GAIL получила в июне 2018 года [21]. В 2019 году «Газпром» поставил в Индию 1,1 млрд кубометров сжиженного газа [22]; за тот же период Индия закупила его в США в объёме 2,6 млрд кубометров [10].

Что касается «НОВАТЭКа», то первую партию сжиженного газа, произведенного на заводе «Ямал СПГ», эта компания поставила в Индию в июле 2018 года.

С 2019 года Индия также проявляет интерес к импорту СПГ с российского Дальнего Востока и с российского арктического шельфа [23]. Интересом к организации стабильных и безопасных маршрутов доставки углеводородов объясняется заинтересованность Индии в совместном с Россией освоении Северного морского пути [24].

Препятствием для импорта СПГ является пока ещё недостаточно развитая инфраструктура. Завершение реализуемых и намечаемых инфраструктурных проектов способно сохранить высокий спрос на импортный СПГ [25].

До конца 2010-х годов большой интерес Индия проявляла к развитию национальной

СПГ-терминал Хазира, порт Бомбей
Источник: SHELL



В 2019 г. при содействии США было заключено соглашение на сооружение в Индии еще шести атомных реакторов по технологиям американской компании Westinghouse. Переговоры велись с 2008 года

добычи природного газа из газогидратных залежей. Ещё в 1997 году для проведения исследований в этом направлении правительство Индии разработало и приняло Национальную газогидратную программу, на реализацию которой были выделены значительные средства. Одновременно были приняты меры по широкому привлечению зарубежных научных и технологических ресурсов. Мировой экономический кризис отодвинул реализацию этих планов. Хотя морские исследования в области газогидратов, включая испытания новой техники, были продолжены, ценовая конъюнктура на мировых рынках нефти и газа не позволяет в ближайшие годы рассматривать их как реальный источник природного газа⁶.

Нужно отметить, что Индия, наращивая использование природного газа, в отличие от многих других стран мира не ставит целью заместить им другие виды топлива – в первую очередь уголь и нефть [27, с. 5]. Природный газ рассматривается как важнейшая, но лишь одна из составляющих, перспективного энергетического баланса страны.

Угольная энергетика традиционно играет ведущую роль в индийском энергетическом секторе. Достаточно сказать, что в начале 2018 года за счёт угля обеспечивалось 44 % потребления всей первичной энергии [19, с. 6], а в 2019 году – 54,7 % потребления коммерческих видов топлива и энергии, рассчитанного по методологии компании BP [10]. Естественно, эта особенность сказывается и на энергетической политике Индии.

Хотя всё большее число стран считает ликвидацию угольной генерации краеу-

⁶ Подробнее о газогидратной программе Индии см. напр., [26].

Индия планирует к 2022 г. довести мощность электрогенерации на ВИЭ с 81 ГВт до 175 ГВт. Из них 100 ГВт будет приходиться на солнечную генерацию, 60 ГВт – на ветровую, 10 ГВт – из биомассы

гольной задачей в свете снижения эмиссии парниковых газов и улучшения экологической ситуации, для быстро развивающихся азиатских экономик, к числу которых относится и Индия, уголь всё ещё остаётся базовым и наиболее доступным источником энергии [28]. Необходимо также иметь

в виду, что использование угля в энергетике в Индии традиционно рассматривается в качестве фактора обеспечения национальной энергетической безопасности. Республика на протяжении десятилетий развивала внутреннюю угледобычу в рамках концепции опоры на собственные силы в развитии экономики. Обозначившаяся в последние годы необходимость покры-

вать часть потребностей в угле за счет импорта не изменила устоявшееся восприятие данной концепции среди индийских элит. Наконец, угледобывающий сектор издавна выполняет в Индии ещё и социальную функцию. Не отличающаяся передовой технической оснащённостью индийская угледобыча традиционно абсорбирует большое количество низкоквалифицированной рабочей силы, не имеющей иных перспектив на рынке труда.

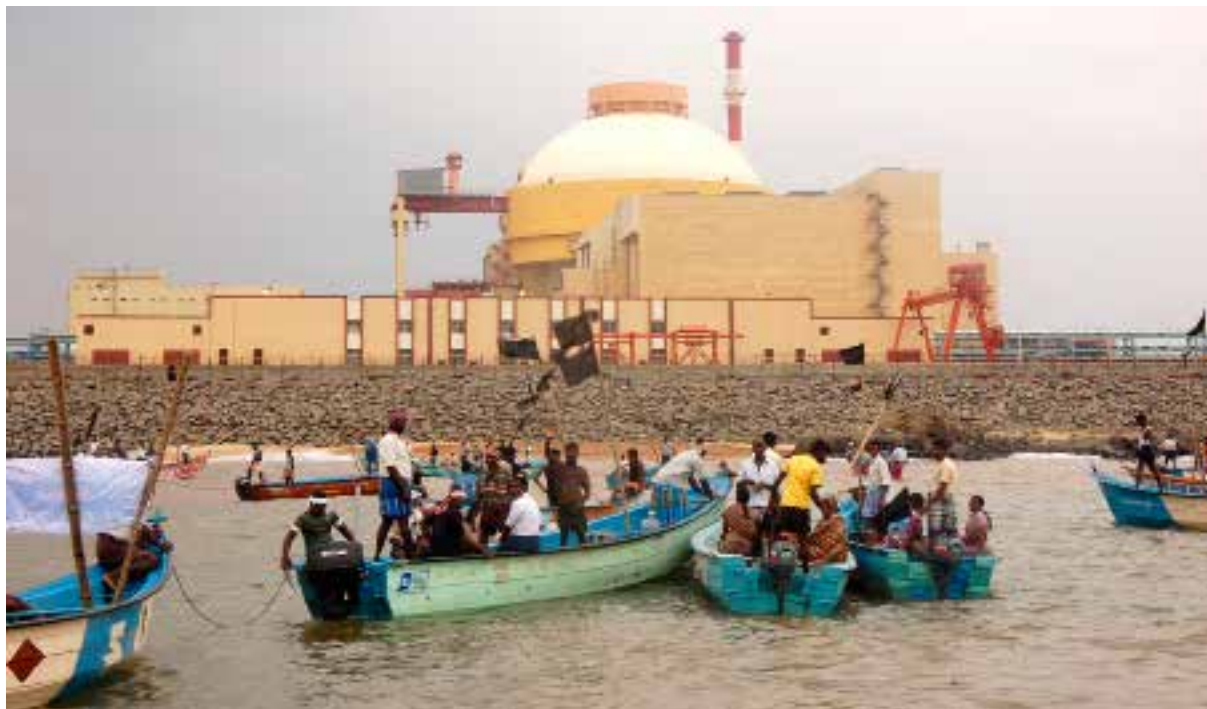
Альтернативная энергетика в период энергетического перехода

В настоящее время Индия является третьей в ряде крупнейших эмитентов парниковых газов [10]. Выступая в Нью-Йорке на Климатическом саммите в 2019 году, премьер-министр Индии Нарендра Модии тем не менее объявил, что его страна относится к числу немногих выполняющих взятые на себя обязательства в соответствии с Парижским соглашением по климату 2015 года. Одновременно Н. Модии заявил о планах Индии по защите климата, включая форсированное развитие альтернативной энергетики.

В частности, Индия достаточно давно занимается атомной энергетикой. Индий-

АЭС «Куданкулам» в индийском штате Тамилнад

Источник: news.bigmir.net



ские власти избрали в атомной отрасли стратегию сотрудничества с максимальным количеством зарубежных партнёров, чтобы увеличить производство электроэнергии для первоочередного обеспечения наиболее отсталых регионов.

Особенностью энергетической политики в этой сфере является стремление вести сотрудничество с зарубежными партнёрами таким образом, чтобы не просто обеспечить сооружение АЭС по передовым технологиям, но и получить доступ к этим технологиям. Так, в 2018 году был заключен контракт с французским концерном EDF и американской компанией General Electric на строительство АЭС в Джайтапуре, условия которого предусматривают не только передачу технологий, но и локализацию производства оборудования в рамках правительственной стратегии «Делай в Индии» [29]. В 2019 году при активном содействии администрации США было заключено соглашение на сооружение в Индии ещё шести атомных реакторов по технологиям американской компании Westinghouse. Переговоры велись с 2008 года. [30].

Нельзя не упомянуть и об успешном российско-индийском сотрудничестве в атомной энергетике. В декабре 2014 года Россия и Индия подписали соглашение о стратегическом видении серийного строительства энергоблоков по российской технологии в Индии. В документе определена перспективная задача – сооружение в Индии в течение двадцати лет не менее двенадцати энергоблоков российского дизайна [31]. Сотрудничество с российской стороной даёт индийским компаниям возможность не только получить доступ к современным высоким технологиям, но и начать с их помощью освоение внешних рынков. В частности, с 2017 года совместно с концерном «Росатом» индийские компании строят в Бангладеш АЭС «Руппур» с двумя реакторами ВВЭР-1200 суммарной мощностью 2400 МВт. Кроме того, индийская сторона обсуждает совместное с Россией строительство АЭС в Эфиопии и на Ближнем Востоке [32].

Но особенно высокими темпами Индия развивает новую возобновляемую энергетику (солнечные и ветряные электростанции, ТЭС на биомассе и малые ГЭС). В частности, мощность электрогенерации на ВИЭ с имеющихся 81 ГВт планируется довести к 2022 году до 175 ГВт. Из них 100 ГВт будет приходиться на солнечную генерацию, 60

ГВт – на ветровую, 10 ГВт – на переработку биомассы и 5 ГВт – на мини-ГЭС. К 2030 г. суммарная мощность электрогенерации на ВИЭ должна возрасти до 450 ГВт [33,34].

Необходимо также отметить, что Индия присоединилась к разработанному по инициативе Евросоюза Парижскому соглашению по климату не в последнюю очередь с целью облегчить себе доступ к новым энергетическим технологиям, в особенности – европейским. Не случайно уже через год после подписания соглашения, Евросоюз и Индия приняли совместную декларацию о партнёрстве в области чистой энергии, энергоэффективности и защиты климата. Евросоюз обязался содействовать



Добыча угля в Индии

Источник: finance.bigmir.net

Индии в развитии и внедрении современных технических решений в области энергоэффективности зданий и сооружений, «умных» энергосетей, солнечной и ветровой генерации [35].

Индия принимает участие и в ряде других международных инициатив по развитию альтернативной энергетики. В частности, республика стала одним из инициаторов создания Международного альянса по развитию солнечной энергетики (International Solar Alliance – ISA), объединяющего около восьмидесяти стран-участниц [36]. Совместно со Швецией и рядом других государств Индия учредила так называемую группу перехода промышленности (Industry Transition Group). Задачей данного международного



Нефтеперерабатывающий комплекс Nayara Energy, Индия

Источник: nayaraenergy.com

объединения является разработка сценариев перевода производства на инновационные технологии, позволяющие снижать промышленные выбросы (в том числе в таких энергоёмких отраслях, как производство стали и цемента), а конечной целью – достижение к 2050 года нулевого выброса промышленностью углекислоты в атмосферу. В 2019 году Индия также объявила об учреждении Международной коалиции по созданию инфраструктуры, устойчивой к стихийным бедствиям и катастрофам (International Coalition for Disaster Resilient Infrastructure – CDRI) [37].

Развитие возобновляемой энергетики центральное правительство Индии в значительной степени передало в ведение штатов, которые проводят политику в соответствии с местными потребностями и спецификой. Так, штат Раджастан разработал в 2019 году план по развитию солнечной энергетики, согласно которому в течение пяти-шести лет здесь должно быть создано 50 ГВт генерирующих мощностей. В штате Гуджарат в 2018 году объявлено о проекте сооружения морского ветропарка мощностью в 1 ГВт; здесь же строится и крупнейшая в мире солнечная электростанция мощностью в 5 ГВт [14]. Работы по развитию генерирующих мощностей на ВИЭ ведутся и в других штатах.

В рамках энергетического перехода индийские власти планируют изменения в транспортном секторе. На национальном уровне принята программа FAME-II, во исполнение которой планируется внедрять электротранспорт и развивать производство биотоплива для снижения выбросов CO₂. Подчеркивается, что рост потребления «зелёной» энергии на транспорте позволит сократить спрос на импортную нефть и тем самым послужит укреплению национальной энергетической безопасности [33]. Программы по внедрению транспорта на электрической тяге приняты также и в 14-ти штатах страны.

Развитие возобновляемой энергетики центральное правительство Индии в значительной степени передало штатам, которые проводят политику в соответствии с местными потребностями и спецификой

Индия – крупная развивающаяся экономика со скачкообразным потреблением энергии и существенным удельным весом энергоёмких отраслей. ВИЭ пока не могут полностью обеспечить растущий спрос на нее

Стоит, однако, отметить, что в силу ряда объективных причин развитие возобновляемой энергетики в Индии имеет свои пределы. Индия – крупная развивающаяся экономика со скачкообразным потреблением энергии и существенным удельным весом энергоёмких отраслей. Возобновляемая энергетика при существующем уровне технологического развития не в состоянии полностью обеспечить постоянно растущий спрос на энергию на обозримую перспективу.

Солнечный водопад
в экспериментальной школе в Лехе, Ладакх (Индия)

Источник:
[mazzzur / Depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/mazzzur)



Успех развития возобновляемой энергетики подразумевает готовность строить новые генерирующие и передающие мощности, создавать «умные» сети и иную соответствующую инфраструктуру. Иными словами, «зелёная» энергетика является исключительной капиталоемкой отраслью. Мировая практика показывает, что залогом её финансовой жизнеспособности являются платежеспособный спрос потребителей и тарифы, превышающие тарифы в традиционной энергетике. Между тем Индия вошла в период энергетического перехода, будучи страной с низким уровнем душевого дохода [19, с. 14]. Таким образом, финансовые предпосылки существенно сужают возможности для успешного развития альтернативной, в том числе и возобновляемой энергетики в масштабах страны.

Нельзя сбрасывать со счетов и фактор непредсказуемости природно-климатических условий, на которые «завязана» генерация на базе ВИЭ. Индия здесь не исключение: в частности, из-за традиционного для региона дефицита водных ресурсов в конечном итоге решено было

отказаться от программы по развитию строительства крупных ГЭС [33]. Более того, по правительственным данным в предстоящее десятилетие ожидается падение объемов гидрогенерации на треть по сравнению с нынешними показателями из-за неблагоприятных климатических изменений. Между тем спрос на электроэнергию будет только увеличиваться. По расчетам индийских экспертов, к 2027 году потребление электроэнергии в стране удвоится [14]. Таким образом, объективные факторы будут побуждать индийские власти импортировать ископаемые энергоносители ещё на протяжении длительного времени.

Заключение

В настоящее время Индия как крупная растущая экономика, зависящая от импорта энергоносителей, стремится обеспечить свою энергетическую безопасность путём диверсификации источников поставок.

Индия прагматично воспринимает фактор энергетического перехода и подходит к его воплощению в своей энергетической политике как с точки зрения национальных геополитических и экономических интересов, так и реальных возможностей страны.

В отличие от многих других стран мира, руководство Индии не декларирует отказ от использования ископаемых углеводородов в связи с энергетическим переходом, не ставит перед своей экономикой заведомо нереалистичных целей добиться «углеродной нейтральности». Напротив, планируется дальнейшее увеличение импорта угля, нефти и газа. Укреплению энергетической безопасности Индии служит и развитие в стране атомной энергетики. Тем самым, проводимая Индией энергетическая политика является важным фактором сохранения и расширения российско-индийского стратегического сотрудничества.



ВИЭ не могут полностью обеспечить растущий спрос на энергию в Индии

Источник:
w3.windfair.net

Использованные источники

1. Мастепанов А.М. Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли // Энергетическая политика. Выпуск 2, 2019. С.62–69.
2. GDP per capita, PPP (current international \$). International Comparison Program, World Bank. – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD>
3. Key world energy statistics 2019. – URL: <https://webstore.iea.org/download/direct/2831>
4. Future of Energy. Global Issue. Co-curated with: Massachusetts Institute of Technology. – URL: <https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb000000380N6EAI?tab=publications>
5. Мастепанов А.М. Энергетический переход: к чему готовиться мировому нефтегазу // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. №10(178), 2019. С.5–14.
6. India 2020. Energy Policy Review. – URL: https://webstore.iea.org/download/direct/2933?fileName=India_2020-policy_Energy_Review.pdf
7. GDP, PPP (current international \$). International Comparison Program, World Bank. – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.CD>
8. International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2020. – URL: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2020/01/weodata/index.aspx>
9. World Energy Outlook 2019. OECD/IEA, 2019. 810 pages. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
10. BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69th edition). – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
11. World Economic Outlook, April 2020: The Great Lockdown. – URL: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/04/14/weo-april-2020>
12. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration. September 2019. – URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>
13. Мастепанов А.М. МЭА: эволюция взглядов на перспективы развития мировой энергетики // В сборнике: Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен /Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2020. 164 с. (С.93–106). – URL: <https://www.imemo.ru/files/File/ru/publ/2020/2020-001.pdf>
14. IEEFA India: New National electricity Plan Reinforces Intent Toward 275 Gigawatts of Renewables-Generated Electricity by 2027. – URL: <https://ieefa.org/ieefa-india-new-national-electricity-plan-reinforces-intent-toward-275-gigawatts-of-renewables-generated-electricity-by-2027/>
15. Glaubacker A. Indien. Porträt des faszinierenden Subkontinents in 151 Momentaufnahmen / Conbook Medien GmbH, Neuss, 2012/2019. P. 242.
16. World energy balances: database documentation (2019 edition). – URL: http://wds.iea.org/wds/pdf/WORLDBAL_Documentation.pdf
17. National Electricity Plan. Government of India. Ministry of Power Central Electricity Authority. January, 2018. – URL: http://www.cea.nic.in/reports/committee/nep/nep_jan_2018.pdf
18. India is now the world's 5th largest economy. – URL: <https://www.weforum.org/agenda/2020/02/india-gdp-economy-growth-uk-france/>
19. Joshi Sunjoy, Powell Lydia. India: Energy Geo-Politics. / ORF (Observer Research Foundation) Occasional Paper #173, October 2018.
20. Ratner, Michael. India's Natural Gas: A Small Part of the Energy Mix. /Congressional Research Service. – URL: <https://fas.org/srg/crs/row/R44765.pdf>
21. Индия получила от «Газпрома» первую партию СПГ по долгосрочному контракту. – URL: https://ria.ru/20180604/1522010229.html?referrer_block=index_archive_2%20
22. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2019 год. – URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/77/885487/gazprom-annual-report-2019-ru.pdf>
23. Ушаков отметил стремление России и Индии к реализации СПГ-проектов. – URL: <https://ria.ru/20191111/1560814057.html>
24. Россия и Индия изучат возможность поставок нефти через Севморпуть. – URL: <https://ria.ru/20190904/1558279472.html>
25. India LNG buyers spoilt for choice as China woes create problem of plenty. – URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/022120-india-lng-buyers-spoilt-for-choice-as-china-woes-create-problem-of-plenty>
26. Мастепанов А.М. Газогидраты: путь длиною в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). – М.: ИЦ «Энергия», 2014. 272 с.
27. Boersma T., Losz A., Ummat A. The Future of Natural Gas in India /Columbia Global Energy Dialogues, April 2017.
28. Индия заинтересовалась поставками коксующегося угля из ДФО. – URL: <https://ria.ru/20191128/1561700259.html>
29. Индия и Франция договорились ускорить переговоры по АЭС в Джайтанпуре. – URL: https://ria.ru/20180311/1516109052.html?referrer_block=index_archive_4
30. Westinghouse set to sign pact with Nuclear Power Corporation of India for reactors during Donald Trump visit. – URL: <https://www.thehindu.com/business/Industry/westinghouse-set-to-sign-pact-with-nuclear-power-corporation-of-india-for-reactors-during-donald-trump-visit/article30874031.ece#>
31. «Росатом» построит в Индии шесть блоков АЭС на новой площадке. – URL: https://ria.ru/20181005/1530050148.html?referrer_block=index_archive_135
32. Россия и Индия обсуждают строительство АЭС в африканских странах. – URL: <https://ria.ru/20200122/1563718176.html>
33. India Announces Stronger Climate Action. – URL: <https://www.nrdc.org/experts/sameer-kwatra/india-announces-stronger-climate-action>
34. Renewables to contribute 21 per cent of electricity demand in India in 2021-22: RKSingh. – URL: <https://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/renewables-to-contribute-21-per-cent-of-electricity-demand-in-india-in-2021-22-rk-singh/articleshow/73990137.cms?from=mdr>
35. EU and India agree on clean energy and climate partnership. – URL: https://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2016033101_en
36. Главная страница Международного альянса по развитию солнечной энергетики. – URL: <https://isolaralliance.org>
37. International Coalition for Disaster Resilient Infrastructure. – URL: <http://cdri.world>

Адаптация энергокомплекса к изменениям климата в Арктике

About possible impacts of climate change on the energy complex of the arctic and adaptation measures

Людмила НЕФЕДОВА

Старший научный сотрудник МГУ им.

Ломоносова (географический факультет), к. г. н.

e-mail: nefludmila@mai.ru

Lyudmila NEFEDOVA

Lomonosov Moscow State University,

Senior Researcher, C. G. Sc

e-mail: nefludmila@mai.ru

Тающие льды в Арктике

Источник: grabieckrzysiek@gmail.com / Depositphotos.com



Аннотация. В работе рассматриваются проблемы энергетики в Арктике в условиях глобальных климатических изменений. Определены механизмы воздействия климата региона на условия эксплуатации и эффективность работы энергообъектов. Приведены данные оценок последствий возможных климатических изменений на инфраструктуру и функционирование ТЭК арктической зоны.

Ключевые слова: Арктическая зона, адаптация к климатическим рискам, АЭС, ВИЭ, ГЭС, климатические изменения, распределенная энергетика, ТЭС, энергетический комплекс.

Abstract. The paper discusses the problems and features of the functioning of the energy complex in the regions of the Arctic Zone of the Russian Federation (AZRF) under the influence of global climate change. The mechanisms of the impact of changes in the climatic characteristics of the region on operating conditions and the efficiency of energy facilities of the fuel and energy complex are determined. The data of assessments of the effects of possible climate changes on the infrastructure and functioning of the fuel and energy complex of the Russian Arctic are presented, which include: the impact on power generation facilities; impact on energy transportation; problems of permafrost thawing and solifluction; climate impact on energy consumption and socio-economic impacts; the role of distributed energy and renewable energy in adaptation to climate change. Measures have been formulated to adapt to possible risks associated with climate change in the fuel and energy sectors – extraction of fossil fuel resources, production of heat and electricity, and transportation of electricity and fuel.

Keywords: Arctic zone, adaptation to climatic risks, NPP, RES, HPP, climate change, distributed energy, TPP, energy complex.



За последние 40 лет среднегодовая температура в Арктической зоне России увеличилась в среднем на 2 °С, а зимы стали теплее на 3–4 °С

Введение

Одним из определяющих моментов успешного выполнения программы по освоению арктической зоны России является создание и бесперебойная работа в течение длительного срока энергетической инфраструктуры. Принятие РФ в сентябре 2019 г. Парижского соглашения по климату требует разработки методов адаптации энергокомплекса страны для его выполнения. Гло-

бальные климатические трансформации, происходящие последние десятилетия, находят свои проявления и в Арктическом регионе. Рост температуры и увеличение количества осадков дают основание ряду исследователей прогнозировать глубокие изменения климатических и природных условий в Арктике [1–3]. Наиболее значимыми природными изменениями для социально-экономического развития региона, связанными с повышением температуры воздуха, являются сокращение площади ледяного покрытия в морях Северного Ледовитого океана, интенсификация процессов деградации многолетней мерзлоты, изменение ветрового режима и режима осадков, повышение уровня океана, вызывающее смещения местоположения уреза морских вод, усиление абразивных процессов в береговой зоне, а также – смещение границ природных зон в северном направлении [4,5].

По данным Росгидромета, за последние 40 лет среднегодовая температура в Арктической зоне на территории России увеличилась в среднем на 2 °С, а зимы стали теплее на 3–4 °С. В остальные сезоны температура возросла на 1–1,5 °С. Количество осадков в целом не изменилось. За последние 10 лет рост среднегодовой температуры в Арктической зоне России составил до 0,8 °С, то есть почти в 5 раза



Анадырская ГМТЭЦ

Источник: «Чукотэнерго»

выше глобального [6]. Повышение температуры атмосферного воздуха рассматривается рядом ученых, как результат циклических колебаний атмосферных процессов [7].

Математическое моделирование изменения ключевых параметров климата в Арктическом регионе показало, что влияние глобального потепления на российскую часть Арктики будет неоднородным. В целом значения температуры поднимутся практически везде, но в азиатской части они вырастут заметно больше. Количество осадков в российской Восточной Арктике возрастет значительно в большей степени, нежели на Севере европейской части страны. Более всего увеличится количе-

ство осадков, выпадающих зимой. Слой снежного покрова к концу века для Ямало-Ненецкого автономного округа увеличится на 40 %, а для севера Якутии и Чукотки – на 70 % [8]. Изменения климатических характеристик неизбежно оказывают влияние на условия эксплуатации и на эффективность работы энергетических объектов, при этом степень зависимости для разных типов электростанций значительно различается.

Влияние климатических изменений на производство и передачу энергии в Арктике

Атомные и тепловые ЭС. На безопасность работы тепловых и атомных станций оказывает значительное влияние изменение экстремальных значений температуры и влажности воздуха. Кроме того, большое значение имеют скорость ветра и повторяемость смерчей, которые могут нанести значительный ущерб сооружениям, и штилей, поскольку штилевые условия способствуют увеличению значений концентрации вредных примесей в воздушной среде. Особенно опасны экстремальные смерчи для атомных станций, поскольку могут вызвать аварию с утечкой топлива.

Изменения климата неизбежно оказывают влияние на условия эксплуатации и эффективность работы энергетических объектов, но степень зависимости для разных типов электростанций отличается

При проектировании АЭС условием безопасной эксплуатации является вероятность воздействия смерчей менее 0,01 %. Для ТЭС повышение среднегодовых температур и связанные с ним снижение расходов на отопление и относительное сокращение затрат на энергетические ресурсы для генерирующих мощностей носят положительный характер. Однако типичные для интенсивных изменений климата резкие колебания температуры воздуха оказывают негативное влияние на эффективность работы газотурбинных установок. Рост среднегодовой температуры на 5 °С снижает экономичность газотурбинной ТЭЦ на 1,5–2,5 % [9]. Вероятное потепление и увеличение осадков не приведут к авариям на АЭС, так как принятая степень защиты очень велика. Однако при увеличении повторяемости и интенсивности опасных природных явлений может быть изменена степень угрозы для инфраструктурных объектов, а также для комплекса зданий и сооружений, на которых используются ядерные или радиационно-опасные технологии. При этом наибольшую угрозу для АЭС и их окружения в Мурманской области и на Чукотке, представляют штормы и ураганы [10].

Гидроэлектростанции. При изменении климатических условий гидроэнергетический потенциал и условия эксплуатации гидроэлектростанции конкретного района могут изменить свою величину в связи со следующими факторами:

- изменения сумм осадков и испарения приведут к изменению объема стока и его годового хода (например, сдвиг весеннего половодья на более ранний период);
- изменения интенсивности и частоты экстремальных погодных явлений (наводнений и засух) могут увеличить стоимость гидроэнергетических проектов и изменить условия эксплуатации ГЭС;
- изменения в режиме донных отложений могут увеличить изнашиваемость турбин и уменьшить выработку электроэнергии;
- изменение ледового режима повлияет на условия эксплуатации ГЭС.

Наибольшее значение для гидроэнергетики имеет изменение стока рек. Экстремально высокие значения притока воды могут привести к наводнениям и выходу из строя агрегатов ГЭС [11,12]. В россий-

ской Арктике гидроэлектростанции играют значительную роль в Мурманской области. При установленной в настоящее время мощности гидротурбин на ГЭС, выработка электроэнергии на действующих ГЭС останется стабильной, однако в периоды особо многоводных годов возникнет необходимость более частых пусков воды из гидротехнических сооружений минуя турбины, во избежание катастрофических подъемов уровня воды в водохранилищах. В целом для Арктического региона ожидается увеличение нормы стока весеннего половодья на 23 % и снижение коэффициента его вариации на 14 % согласно средним значениям по всем сценариям изменения кли-



ТЭЦ, Мурманск

Источник: «Мурманская ТЭЦ»

мата. Наиболее значительное увеличение нормы стока при одновременном снижении коэффициента вариации ожидается на территории большей части Восточной Сибири за исключением Чукотского полуострова. Значительное изменение статистических характеристик стока весеннего половодья может быть зафиксировано в Мурманской области, северо-западных районах Карелии, Архангельской области, Коми, на территории Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Долгано-Ненецкого АО, на севере Якутии и Магаданской области, а также части Чукотского АО. Проведение расчетов максимальных расходов малой обеспеченности по данным наблюдений без учета ожидаемых изменений климата может привести к за-

Стоимость восстановления после аварий на ЛЭП может составлять от 2–3 млн до 10 млн рублей. Но главная опасность состоит в отключении целых районов, не имеющих автономного энергоснабжения

нижению или завышению объемов стока на период эксплуатации гидротехнических сооружений [13]. Увеличение стока малых рек и продолжительности безледоставного периода позволит развивать малую гидроэнергетику и включать ее в энергокомплексы более восточных, нежели Мурманская область, регионов Арктики. Для учета глобальных климатических изменений при развитии гидроэнергетики в Арктической зоне к 2040 году и далее, необходимо создание условий для получения достоверной гидрологической информации: расширение стандартной гидрологической сети наблюдений, создание репрезентативных гидрологических полигонов в каждой опорной зоне для комплексного мониторинга основных компонентов водного баланса и гидрологических процессов с применением современного оборудования, внедрением новых методов исследований, в том числе на основе современных методов моделирования и дистанционного зондирования [14].

Передача энергии осуществляется главным образом по ЛЭП. Наиболее значимыми климатическими характеристиками для ЛЭП является максимальная гололедная и ветровая нагрузки, а также число дней с опасными явлениями погоды (гроза, град, ливень, снегопад). Кроме того, представляют опасность высокие температуры воздуха, так как они приводят к растяжению проводов. При этом возможно их провисание и контакт с соседними проводами, вызывающий короткое замыкание. Потепление климата приводит к возрастанию экстремальных значений атмосферных нагрузок и необходимости удорожания строительства и обслуживания ЛЭП. Частые повышения температуры воздуха в зимний период и увеличение числа случаев выпа-

дения жидких осадков, в том числе переохлажденного дождя, приведут к росту рисков опасного гололедообразования и аварий на ЛЭП (разрыв проводов и разрушение опор). Аварии на ЛЭП страшны не столько из-за необходимости их восстановления. Стоимость восстановительных работ может составлять от 2–3 млн до 10 млн руб. Однако главная опасность состоит в том, что от энергоснабжения отключаются целые районы, и в том числе компрессорные станции на магистральных трубопроводах, многие из которых не имеют автономного энергоснабжения [8].

Потребление электрической и тепловой энергии

Изменения климата могут существенно повлиять и на энергопотребление в российской Арктике. Потепление сократит длительность отопительного сезона. Оценивается, что в Арктической зоне европейской части России его продолжительность уменьшится на 40–50 суток в год к середине XXI века и на 60–70 суток в год – к его концу. Общие затраты на отопительный сезон здесь могут упасть на 30 %. В арктических условиях это особенно важно, поскольку в целом ряде районов российского севера энергосистемы изолированы и их функционирование зависит от дорогого

Повреждение ЛЭП
Источник: samelectrik.ru



Глобальное потепление приводит к таянию ледников в Арктике
Источник: rixipix / Depositphotos.com

северного завоза. Одной из важнейших прогнозных задач является уточнение оценок ожидаемой продолжительности и температуры отопительного периода, а также таких климатических показателей, как дефицит тепла и дефицит холода в Арктическом регионе России [8]. Рост среднегодовых значений температуры преимущественно за счет зимнего потепления приведет к сокращению потребления тепловой энергии в Арктике из-за снижения продолжительности и температурного режима отопительного периода, а соответственно и даст значительную экономию в теплоснабжении.

Прогнозирование энергопотребления населением Арктики базируется на данных о структуре его распределения по территории, миграционных потоках и численности. На современном этапе отмечается сильное «сжатие» урбанизированного и индустриального пространства российской Арктики. В целом, на три наиболее развитых региона (Мурманская, Архангельская область и ЯНАО) приходится около 3/4 всего городского населения Арктической зоны. Основной демографический и экономический потенциал Арктики концентрируется по-прежнему в районе Беломоро-Баренцевоморского побережья (около 55 %). За последние 40 лет доля ЯНАО в городском населении севера выросла с 2 % до почти 20 % и будет расти в ближайшие

10 лет. Численность городского населения снизилась на 0,5 млн человек, а доля населения европейской части Арктики упала до 55 %, при этом удельный вес Западной Сибири вырос с 10 % до 18 % [16].

Большая доля городского населения и связанного с ним производственного потенциала смещается на восток к районам нефтегазодобычи – в зоны распространения многолетней мерзлоты с нарастающими рисками ее деградации. Согласно проведенным прогнозным исследованиям и в будущем доля населения сибирской Арктики будет увеличиваться за счёт постепенного оттока северного населения европейской части и увеличения миграции в сторону крупных нефтяных проектов [16]. В соответствии с этими тенденциями и будет происходить перестройка инфраструктуры ТЭК.

Роль распределенной энергетики и ВИЭ в адаптации ТЭК к изменению климата

Современные исследования направлены на разработку формирования систем распределенной энергетики в Арктике с использованием инновационных типов производства электроэнергии: газотурбинные установки, объекты на ВИЭ, атомные установки малой мощности [17]. В связи с возрастающим влиянием климатических изменений, интенсификация процесса развития распределенной энергетики в Арктической зоне для энергоснабжения изолированных потребителей требует проведения исследований по разработке методологии учета климатических рисков [18]. Сопоставление экономических характеристик использования привозного органического

Численность городского населения в Арктике снизилась на 0,5 млн человек, а доля населения ее европейской части упала до 55 %, при этом удельный вес Западной Сибири вырос с 10 до 18 %

топлива по реальной стоимости и освоения ресурсов возобновляемых источников энергии, позволяет говорить о перспективности их полноценного включения в энергокомплекс Арктики для снижения выбросов CO₂ и других парниковых газов в регионе [19]. Использование технологий ВИЭ может стать одним из важнейших элементов адаптации к климатическим изменениям энергетической инфраструктуры Арктической зоны. Развитию арктической возобновляемой энергетики препятствует ряд факторов, в основном связанных с суровыми климатическими условиями. Несмотря на это, потенциал освоения ВИЭ в регионе значителен. Комбинированное использование ВИЭ с дизельными и газовыми двигатель-генераторами в условиях



Вьюга в Норильске

Источник: Christophe Jacrot / publicdelivery.org

децентрализованного энергоснабжения Арктической зоны позволяет обеспечить высокую надежность электроснабжения, значительную экономию за счет меньшего использования углеводородного топлива.

Проблемы оттаивания вечной мерзлоты, солифлюкции и таяния морских льдов

Изменение климата вызывает увеличение температуры многолетних мерзлых грунтов, уменьшение их прочности и интен-

При оттаивании почвы выделяются метан и углекислый газ, которые были зафиксированы вечной мерзлотой. Это может изменить баланс CO₂ Арктики, а значит — глобальное потепление пойдёт быстрее

сификацию ряда деструктивных геокриологических процессов, таких как термокарст, солифлюкция, неравномерные просадки почвы и тому подобное. При оттаивании почвы из нее выделяются метан и углекислый газ, которые были зафиксированы вечной мерзлотой. Освобождение этих газов может изменить баланс углекислого газа Арктики в целом, а значит — глобальное потепление пойдёт еще более быстрыми темпами. Это воздействие крайне опасно, поскольку более 80 % территории расположены в зоне многолетней мерзлоты, а 45 % городского населения Арктики проживает в зоне распространения мерзлых грунтов [16]. Потепление и деградация вечной мерзлоты уже к настоящему времени способствовали широко распространенной деформации технических и строительных конструкций в ряде поселений, в частности — в Норильске. За последние годы число сооружений, получивших повреждения из-за неравномерных просадок фундаментов, увеличилось по сравнению с предшествующим десятилетием в Норильске на 42 %, Якутске — на 61 %, Амдерме — на 90 %. Необходимы новые разработки для конкретных геотехнических проблем человека и климата, связанных с вечной мерзлотой, и инновационные экономически эффективные решения для безопасного инфраструктурного строительства. Прогнозы указывают на то, что эти изменения будут усиливаться в последующие несколько десятилетий, в результате чего возникают и со временем увеличиваются риски повреждения и разрушения сооружений и транспортных коммуникаций в криолитозоне. В контексте развития экономики Арктических регионов России особенно важен вопрос об устойчивости к деструктивным геокриологическим процессам инфраструктуры

топливно-энергетического комплекса, которая включает в себя как энергообъекты и ЛЭП, так и сеть трубопроводов [20].

Повышение уровня безопасности строительства объектов энергетической инфраструктуры в многолетних мерзлых грунтах при климатических изменениях требует повышения коэффициента запаса прочности для сохранения стабильности сооружений даже в районах с относительно «слабой» мерзлотой. Увеличение числа свай фундаментов или удлинение их части, погруженной в мерзлоту, при том же расчетном весе конструкции уменьшает нагрузку на каждую из них, в результате фундамент сможет выполнять свои функции при более высоких температурах грунта. Такое повышение коэффициента

Безопасность строительства энергоинфраструктуры в многолетних мерзлых грунтах при глобальном потеплении требует повышения коэффициента запаса прочности даже в районах «слабой» мерзлоты

Солифлюкция

Источник: dic.academic.ru



запаса прочности будет приводить к значительному удорожанию строительства крупных энергообъектов (АЭС, ТЭС, ГЭС).

Сокращение морского ледяного покрова, вероятно, увеличит возможность доступа к ресурсам на шельфе арктических морей. Однако одновременно усилится волнение моря, возрастет количество айсбергов из-за разрушения ледников. Знание статусного состояния айсберга позволяет уточнить риски, связанные с возможным столкновением с ним инженерных сооружений и судов [21]. Так, айсберги, дрейфующие на открытой воде, имеют большую скорость, чем дрейфующие во льдах; этот факт должен учитываться при разработке планов минимизации этой угрозы.

Недропользователям необходимо предусматривать создание специальных служб контроля айсберговой и ледовой опасности, которые должны включать активную защиту от айсбергов и ледовый мониторинг. Необходим пересмотр полученных ранее оценок экстремальных высот волн, значения которых заложены в проектные решения буровых платформ для нефтяных и газовых месторождений, таких, как например, Штокмановское. Увеличение высот волн должно обязательно учитываться при проектировании гидротехнических сооружений, нефтяных платформ и судов, а также при обеспечении безопасных условий плавания в море.

Угрозы рисков и меры адаптации

Учет рисков при изменениях климата крайне важен в отраслях добычи топливных ресурсов, производства электроэнергии и тепла, транспорта энергоресурсов в российской Арктике для минимизации возникающих потерь от возможных угроз. Авторами были обобщены и систематизированы основные риски в топливно-энергетическом комплексе Арктики, связанные с глобальным потеплением климата, а также выделен

ряд мер адаптации для снижения данных рисков (табл. 1). Рекомендации подготовлены с учетом результатов анализа прогнозируемых изменений климата и социально-экономических особенностей региона.

Заключение

Изменения климатических характеристик неизбежно оказывают влияние на условия эксплуатации и на эффективность работы разных типов инфраструктурных объектов ТЭК. В настоящее время

Таблица 1. Возможные угрозы возрастания рисков при климатических изменениях и меры адаптации к ним в ТЭК российской зоны Арктики

Отрасли	Угрозы рисков	Меры адаптации
Добыча ископаемых топливных ресурсов	1. Рост числа аварий оборудования морских сооружений нефтедобычи на арктическом шельфе из-за резких перепадов температуры и усиления ветров и других опасных гидрометеорологических явлений.	1. Уточнение прогнозов изменения климатических параметров до 2050 г. и далее. Создание специальных служб контроля ледовой опасности в морских акваториях АЗРФ.
	2. Увеличение высоты ветровых волн, появление обломков айсбергов на арктических островах – возрастание опасности для добывающих сооружений и транспортных средств.	2. Разработка новых технических образцов и опытных моделей оборудования для добычи углеводородного топлива на морском шельфе.
Производство тепла и электроэнергии	3. Повышение степени геокриологической опасности для инженерных сооружений в районах добычи ископаемых топлив.	3. Учёт динамики высоты волн, ледовой активности при проектировании нефтяных платформ и других сооружений, обеспечения безопасной их эксплуатации.
		4. Проведение исследований и уточнений степени геокриологического риска в районах газо- и нефтедобычи в АЗРФ.
Транспорт электроэнергии и топлива	1. Возникновение повышенных рисков при эксплуатации зданий электростанций, котельных, систем теплоснабжения промышленных и коммунальных зданий вплоть до их разрушения вследствие подвижек грунта в зонах таяния вечной мерзлоты.	1. Разработка и внедрение инновационных технологий, технических норм и регламентов при строительстве сооружений энергетической инфраструктуры производства тепла и электроэнергии с учетом изменений климатических условий.
	2. Нарушение энергетической, транспортной и портовой инфраструктуры прибрежных территорий вследствие природных аномалий, усиления штормовой активности, эрозии берегов, поднятия уровня моря.	2. Регулярное проведение уточняющих оценок геокриологического риска в отношении имеющихся на территории Арктического региона объектов энергетической инфраструктуры.
	3. Возрастание рисков аварийных ситуаций на ветроэнергетических станциях в связи с ростом интенсивности и повторяемости ураганных ветров.	3. В случае высокой степени угроз разрушения производить реконструкцию или перенос энергообъектов из опасной зоны.
	1. Нарушение транспортного сообщения для перевозки топлива, включая морское судоходство, из-за увеличения частоты и интенсивности аномальных погодных явлений.	1. Совершенствование современных систем прогностического обеспечения морской деятельности, контроля динамики гидрометеорологических характеристик.
	2. Увеличение вероятности формирования сложных ледовых условий на трассах Севморпути.	2. Создание эффективных локальных систем гидрометеорологического обеспечения и контроля геокриологической ситуации.
	3. Повышение степени геокриологической опасности при прокладке и эксплуатации ЛЭП, магистральных трубопроводов и др.	3. Создание и эксплуатация судов усиленного ледового класса для реализации крупных морских газотранспортных проектов.
	4. Сокращение путей и периода доставки топлива (мазут, солярка, уголь) в труднодоступные районы по зимним автомобильным трассам, проложенным по замерзшим руслам, из-за изменения в сроках и процессах замерзания и вскрытия рек и водоемов.	3. Повышение качества мониторинга и прогнозирования гидрологических и ледовых условий, их климатически обусловленных изменений на реках и водоемах Севера.
		4. Совершенствование системы оперативного доведения погодно-климатической информации до представителей энергетического комплекса и потребителей.



Таяние грунта приводит к проседанию и разрушению домов. Заброшенный поселок Галимый, Магаданская область

Источник: tony60gr.blogspot.com

мя природно-климатические изменения в российской Арктике все чаще становятся причиной различных стихийных бедствий, в том числе наводнений, обусловленных изменениями гидрологического режима рек, разрушения зданий и опор линий электропередач вследствие активизации процессов термокарста, солифлюкции.

При наблюдаемой тенденции изменчивости климатических характеристик увеличивается нагрузка на объекты энергетического комплекса. Моральный и физический износ основного оборудования, истощение пропускной способности ЛЭП и недостаточность их резервирования лишь усиливают климатические риски. С другой

стороны, изменение климатических условий создает новые возможности, в частности, понижение потребностей в отоплении в зимний период, увеличение гидро- и ветроэнергетического потенциала, расширяет перспективы для использования солнечной и фотоэлектрической энергии. Это подчеркивает необходимость диверсификации источников энергии, развития возобновляемой энергии, совершенствования управления энергосистемой, способной справиться с более выраженной флуктуацией в спросе на электричество.

Сложные природно-климатические условия в совокупности с высокой значимостью российской Арктики для развития

Таяние ледникового покрова приводит к массовому истощению белых медведей в Арктике



Источник: 24hitech.ru

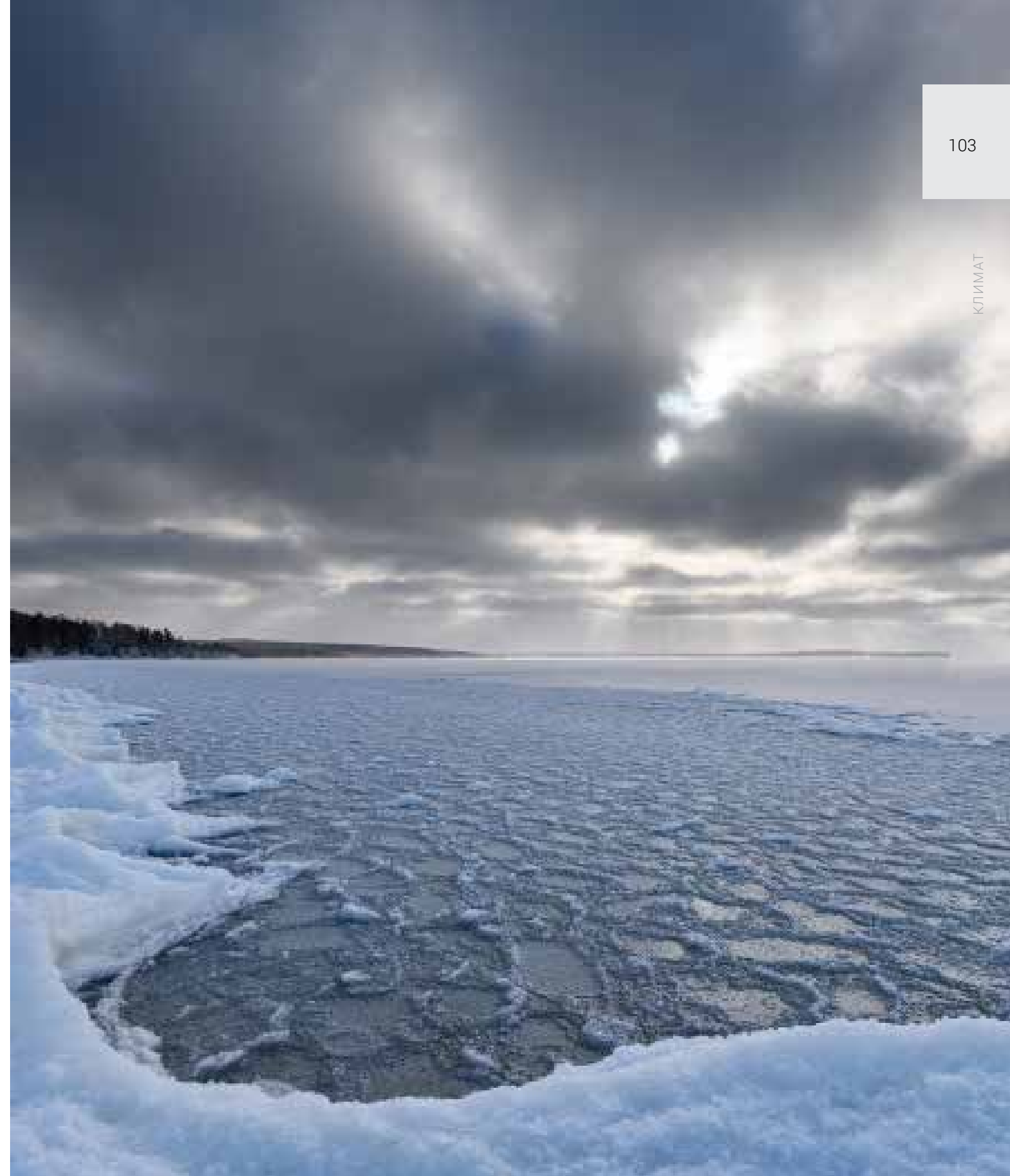
всей страны приводят к необходимости углубленного изучения природных рисков и потенциального ущерба от опасных природных явлений. Разработанный авторами комплекс мер по адаптации ТЭК Арктики к возможным рискам при климатических изменениях позволит повысить эффективность его функционирования и уменьшить возможный ущерб. Для территорий Арктики с изолированным энергоснабжением разви-

тие энергоэффективных систем и использование возобновляемых источников энергии в ТЭК обеспечит как снижение климатических рисков для устойчивого роста данного сектора экономики, так и сокращение техногенных выбросов парниковых газов, являющихся одним из главных факторов указанных изменений.

Работа выполнена в рамках госзадания (АААА-А16-116032810088-8).

Использованные источники

1. Morison J., Aagaard K., Steele M. *Recent Environmental Changes in the Arctic: A Review* // ARCTIC. 2000. Т. 53, № 4. DOI: 10.14430/arctic867.
2. Jungsberg L. и др. *Atlas of population, society and economy in the Arctic*. 2019.
3. Surkova G.V., Krylov A.A. *Changes in average and extreme wind speeds in the Arctic at the end of the 21st century* // Arct. Antarct. 2018. Т. 3. Р. 26–36.
4. Катцов В.М., Порфирьев Б.Н. Климатические изменения в Арктике: последствия для окружающей среды и экономики // Арктика: экология и экономика. 2012. Т. 2, № 6. С. 66–79.
5. Порфирьев Б.Н., Терентьев Н.Е. Эколого-климатические риски социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации // Экологический вестник России. Общество с ограниченной ответственностью «Бюллетень» Экологический вестник~..., 2016. № 1. С. 32–39.
6. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2017 год // – URL: http://climatechange.igce.ru/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=217&Itemid=73&lang=ru. Москва: Росгидромет, 2018. 69 с.
7. Шерстюков Б.Г. Климатические условия Арктики и новые подходы к прогнозу изменения климата // Арктика и север. Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего~..., 2016. № 24. С. 39–67.
8. Хлебникова Е.И., Катцов В.М., Пикалева А.А., Школьник И.М. Оценка изменения климатических воздействий на экономическое развитие территории российской Арктики в XXI веке // Метеорология и гидрология. Федеральное государственное бюджетное учреждение Научно-исследовательский~..., 2018. № 6. С. 5–19.
9. Порфирьев Б.Н. и др. Последствия изменений климата для экономического роста и развития отдельных секторов экономики российской Арктики // Арктика: экология и экономика. 2017. № 4. С. 28.
10. Катцов В.М., Порфирьев Б.Н. Оценка макроэкономических последствий изменений климата на территории Российской Федерации на период до 2030 г. и дальнейшую перспективу (резюме доклада) // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова. Федеральное государственное бюджетное учреждение Главная геофизическая~..., 2011. № 563. С. 7–59.
11. Мелешко В.П., Катцов В.М., Байдин А.В., Павлова Т.В., Говоркова В.А. Ожидаемые изменения гидрологического режима в Северной Евразии в результате исчезновения многолетнего морского льда в Арктике // Метеорология и гидрология. Федеральное государственное бюджетное учреждение Научно-исследовательский~..., 2016. № 11. С. 5–21.
12. Киреева М.Б., Фролова Н.Л., Пожидаева Д.С. Анализ возникновения экстремальных гидрологических событий на реках российской Арктики. Москва: Лига-Вент, 2015.
13. Шевнина Е.В. Изменения режима максимального стока в Арктике // Строительство уникальных зданий и сооружений. Производственное, научно-исследовательское и проектно-конструкторское~..., 2014. № 7. С. 128–141.
14. Макарьева О.М., Нестерова Н.В., Бельдиман И.Н., Лебедева Л.С. Актуальные проблемы гидрологических расчетов в Арктической зоне Российской Федерации и сопредельных территориях распространения многолетней мерзлоты // Проблемы Арктики и Антарктики. 2018. Т. 64, № 1. С. 101–118.
15. Савин В.К. и др. Строительная климатология (справочное пособие). Москва: НИИ строительной физики РААСН, 2006. 258 с.
16. Бабурин В.Л., Бадина С.В., Горячко М.Д., Земцов С.П. Зоны концентрации социально-экономического потенциала Арктики // Меняющийся климат и социально-экономический потенциал российской Арктики. 2015. Т. 1. С. 74–126.
17. Зайченко В.М., Чернявский А.А., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Стратегия инновационного развития электроэнергетики в Арктической зоне России // Энергетическая политика. 2018. № 4. С. 68–79.
18. Нефедова Л.В., Соловьев А.А. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России // Энергетическая политика. 2018. № 4. С. 99–108.
19. Бердин В.Х., Кокорин А.О., Юлкин Г.М., Юлкин М.А. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах российской Арктики // – URL: <https://new.wwf.ru/resources/publications/booklets/vozobnovlyaemye-istochniki-energii-v-izolirovannykh-naselennykh-punktakh-rossiyskoj-arktiki/>. Москва, 2017. 80 с.
20. Анисимов О.А., Лавров С.А. Глобальное потепление и таяние вечной мерзлоты: оценка рисков для производственных объектов ТЭК // Технологии ТЭК. 2004. № 3. С. 78–83.
21. Бычкова И.А., Смирнов В.Г. Использование спутниковой информации для обнаружения айсбергов и оценки айсберговой угрозы // Лёд и Снег. 2018. Т. 58, № 4. С. 537–551.



Глобальное потепление в Арктике идет более быстрыми темпами
Источник: river34 / Depositphotos.com



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

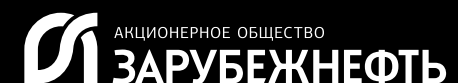
Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной кампании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.

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

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ



Источник фото на обложке:
AlekseiZakirov / Depositphotos.com



2409-5518

ISSN 2409-5516