РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№4(142), декабрь 2019

Тема номера:

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ТЭК: ИСТОРИЧЕСКИЙ ОПЫТ, ИТОГИ РЕАЛИЗАЦИИ И ВЫРАБОТКА НОВЫХ РЕШЕНИЙ

100 ЛЕТ ГОЭЛРО

1920 - 2020

Россия в 2020 году
отметит 100 лет со дня принятия плана ГОЭЛРО,
определившего дальнейшее развитие
энергетики страны.

с.6

ТЭК России – 2019: главное – результат

с.16

Силы «Транснефти» в будущем сконцентрируются на замене труб, переориентации потоков нефти и повышении надежности системы

5 ***Слово редакторов***

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

6 ***А.В. Новак***
ТЭК России – 2019: главное – результат

16 ***Н.П. Токарев***
Силы «Транснефти» сконцентрируются на модернизации, переориентации потоков и повышении надежности

ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК

22 ***А.Г. Панина***
Успех совместного энергетического развития стран СНГ в единой стратегии

30 ***В.В. Бушуев, Н.И. Воропай***
План ГОЭЛРО: итоги и уроки

ГАЗОВЫЙ ВОПРОС

40 ***А.С. Карпов***
Биржевая торговля газом – 5 лет: результаты, проблемы, перспективы

ЦВЕТ НЕФТИ

48 ***П.Ю. Сорокин***
Время собирать льготы

ЕВРОПЕЙСКИЙ ФОКУС

52 ***А.М. Мастепанов, А.М. Сумин***
Правовое регулирование и динамика развития общеевропейского рынка электроэнергии

ВОСТОЧНЫЙ МАРШРУТ

66 ***И. Мандрыкина***
На восток с любовью: «Газпром» запускает «Силу Сибири», «Транснефть» расширяет ВСТО

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

78 ***Е.О. Адамов, Д.С. Соловьев***
«Прорыв» в ядерной энергетике

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД

86 ***Д.И. Тимофеев***
Водородный переход в локальной энергетике: зарубежный опыт и российские перспективы

Биржевая торговля газом – 5 лет: результаты, проблемы, перспективы

с.40

Время собирать льготы

с.48

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 РИЭ, д. т. н., председатель совета, генеральный директор Института энергетической стратегии
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., зам. председателя совета, 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 – член-корр. 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
В.И. Фейгин – к. ф.-м. н., президент Фонда ИЭФ
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

Главный редактор
А.А. Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Заместитель главного редактора
Виктор Балюков

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна. Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Источники фотографий: ОПЕК, Интер РАО, НОВАТЭК, Росэнергоатом, ДГК, СУЭК, Транснефть, Газпром нефть, Мосэнерго, Газпром, Русгидро, ТГК-1, СИБУР, Татнефть. Flickr.com: Neil Ward, Lorenz Khazaleh. Сайты: Pixabay.com, studopedia.su, ezois-es.ru, pastvu.com, dl-navigator.by, merko.ee, tapety.pinger.pl, yarodom.livejournal.com. Авторы: Аркадий Шайхет, Ирина Егорова

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 6 раз в год

Цена свободная

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Подписано в печать: 02.12.2019
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций
79 регионов России
22 тыс. сотрудников
РОССЕТИ
ФСК ЕЭС

ОПЫТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Виталий БУШУЕВ,
д. т. н., научный редактор журнала «Энергетическая политика»

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор журнала «Энергетическая политика»

Стратегическое планирование, пожалуй, одна из наиболее сложных и важных задач развития отраслей топливно-энергетического комплекса. Четвертый номер журнала «Энергетическая политика» делает попытку раскрыть некоторые аспекты этой проблемы. В качестве примера была взята фундаментальная и комплексная стратегия развития энергетической отрасли – так называемый план ГОЭЛРО. Он был разработан еще в 1920 году, но до сих пор определяет основы современной энергетики.

Одновременно в номере поднимается вопрос о необходимости не только формировать энергетическую стратегию России на среднесрочную перспективу, но и синхронизировать ее с подобными комплексными программами развития энергоотраслей стран СНГ. Примером подобной синхронизации может служить правовое регулирование общеевропейских энергосистем.

Большое внимание в журнале уделяется реализации планов и задач, поставленных на текущий год, и общим итогам работы отраслей ТЭК в 2019 году.

Особое место занимает анализ итогов проведенной в 2018–2019 годах инвентаризации нефтяных месторождений. Выводы, сделанные Минэнерго и Минприроды по итогам этой работы, лягут в основу дальнейших планов по стимулированию разработки нефтяных месторождений и развитию нефтедобывающей отрасли в целом.

Александр Валентинович НОВАК,
министр энергетики Российской Федерации, председатель Научно-координационного совета журнала «Энергетическая политика»

ТЭК РОССИИ – 2019: ГЛАВНОЕ – РЕЗУЛЬТАТ

Деятельность Минэнерго России по развитию отраслей ТЭК неизменно сосредоточена на ряде приоритетных направлений, обозначенных президентом и правительством страны. В первую очередь, это наращивание ресурсной базы углеводородов, реализация инфраструктурных проектов, диверсификация экспортного потенциала, снятие административных барьеров, совершенствование нормативной правовой базы, повышение доступности источников энергии, развитие собственных (в том числе цифровых) технологий, укрепление международного сотрудничества. Эти и ряд других ключевых задач стали основным целевым ориентиром энергетической политики страны. И мы видим, что те показатели работы отраслей ТЭК, которые руководством страны были обозначены в качестве приоритетных 5–7 лет назад, либо уже выполнены, либо находятся на финальной стадии реализации. В этой связи завершающийся 2019 год может стать одним из наиболее знаковых для развития отраслей российского ТЭК за последние годы и положить начало для перехода функционирования российской энергетики на новый – значительно более высокий уровень.

Стратегическое планирование

Ввиду складывающейся нестабильной ситуации на внешних энергетических рынках, санкционного давления, особенную значимость приобретает утверждение указом президента России в мае текущего года документа стратегического планирования в сфере национальной безопасности страны – доктрины энергетической безопасности Российской Федерации, которая учитывает текущие изменения в международной обстановке и внутренней политике, обозначает приоритетные задачи по обеспечению энергобезопасности и пути их достижения, в частности, предполагает формирование системы управления рисками энергетической безопасности страны.

С учетом положений доктрины, а также поручений руководства страны, доработан проект энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года – основной документ стратегического планирования в сфере энергетики. В нем определены цели, перспективы и направления развития российской энергетики, сформулированы основные задачи, индикаторы и ключевые меры их решения.

Эти документы будут содействовать достижению структурно и качественно нового состояния энергетики, а, следовательно, и динамичному социально-экономическому развитию страны в целом.

Россия и мир

В условиях глобализации мировой экономики, когда наиболее масштабного эффекта в любой отрасли можно добиться исключительно совместными усилиями, весомый акцент Минэнерго России делает на развитии международного сотрудничества и координации действий по балансировке мирового рынка энергоресурсов. Удачным примером такой кооперации уже не первый год служит соглашение о сотрудничестве ОПЕК+. В июле действие решения о добровольной корректировке объемов добычи было пролонгировано до 31 марта 2020 года. Важно, что участники соглашения неизменно подтверждают приверженность достигнутым договорённостям, убеждаясь, что совместные действия ОПЕК+ – гарант стабильности и предсказуемости мирового нефтяного рынка.

> По предварительным прогнозам, в 2019 году добыча нефти будет чуть больше значений прошлого года – на уровне 556-560 млн тонн

Важным направлением для Российской Федерации является развитие сотрудничества в сфере ТЭК с государствами – членами Евразийского экономического союза (ЕАЭС). В мае этого года президенты пяти государств ЕАЭС подписали протокол о создании общего электроэнергетического рынка, что позволит на качественно новом уровне использовать преимущества параллельной работы энергосистем государств – членов. В будущем году продолжится формирование общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

Также в 2019 году состоялись многосторонние встречи в рамках Форума стран – экспортеров газа, Мирового энергетического конгресса, Саммита глав государств и правительств «Группы 20». Ведется поступательная работа по расширению двустороннего взаимодействия с рядом стран. Прошли заседания межправительственных комиссий Российской Федерации с представителями Алжира, Ирана, Турции, Катара. С одними из наших ведущих партнеров на Ближнем Востоке – Саудовской Аравией – в течение года было проведено рекордное количество двусторонних мероприятий, ключевое из которых – официальный визит президента Российской Федерации в Саудовскую Аравию. Это событие стало знаковым для двусторонних отношений: удалось обсудить сотрудничество на мировом рынке нефти, развитие двусторонних отношений, подписать ряд документов.

Особенно отмечу возобновление переговорного процесса с украинскими партнерами в формате Россия – Евросоюз – Украина по условиям продолжения транзита российского газа через территорию Украины после 2019 года.

Нефтяной задел

Несмотря на волатильность мировых рынков, нефтяная отрасль России уже который год

демонстрирует тенденцию к устойчивому развитию. По предварительным прогнозам, в 2019 году добыча будет чуть больше значений прошлого года – на уровне 556–560 млн тонн.

В течение года крупнейшими отечественными нефтяными компаниями введены в эксплуатацию более десятка знаковых месторождений. Наиболее крупное из них – Западно-Эргинское в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре. Извлекаемые запасы месторождения составляют 23 млн т нефти. Для эффективной добычи трудноизвлекаемых запасов Эргинского проекта применяются самые современные технологии, в том числе, управляемое в режиме реального времени горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв пласта. Началась полномасштабная разработка Ачимовских залежей, запасы которых в месте бурения оцениваются в 35 млн т нефти и также относятся к категории трудноизвлекаемых.

Отмечу, что в этом году технологический центр «Бажен» первым в России провел 18-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП) в интервале баженовской свиты – для российской нефтяной отрасли это гидроразрыв пласта с рекордным количеством стадий, скоростью и объемом закачиваемой в породу жидкости. Это позволило в 2,2 раза повысить приток баженовской нефти.

Одновременно продолжается работа по недопущению падения добычи в традиционных регионах, привлечению дополнительных инвестиций в отрасль, а, следовательно, предотвращению падения налоговых поступлений в бюджет. С января текущего года начала действовать новая налоговая система в виде налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), который позволяет перераспределить фискальную нагрузку на недропользователей и перенести основную ее часть на более поздние этапы разработки месторождений. Сейчас НДД применяется к пилотным группам месторождений, в течение двух-трех лет мы проанализируем результат и, возможно, распространим НДД на всю отрасль.

В качестве дополнительных мер стимулирования нефтяной отрасли реализуется дорожная карта по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти, которая предусматривает проведение ряда мероприятий до 2022 года. В текущем году начат ее первый этап – инвентаризация месторождений, что позволит оценить величину рентабельно извлекаемых запасов нефти и в дальнейшем послужит первым индикатором уровня экономической эффективности разработки запасов. По итогам инвентаризации запланирована проработка вопроса по совершенствованию законодательства о налогах и сборах, выравнивающих уровень рентабельности для разработки различных категорий запасов нефти. Завершается оценка сложившейся дифференциации налоговых условий геологического изучения, разведки и добычи нефтяного сырья, которая позволит сформировать подходы к разработке соответствующих стимулирующих мер.

6-я Министерская встреча стран ОПЕК и не-ОПЕК

Должен отметить, что в течение года отрасль столкнулась с непростой ситуацией, связанной с качеством нефти в нефтепроводе «Дружба», по которому российская нефть экспортируется Белоруссию, Украину, Польшу, Германию, Чехию и Венгрию. Важно, что все стороны – Минэнерго России и правительство страны в целом, «Транснефть», нефтяные компании, потребители – были настроены на конструктивную совместную работу по устранению последствий, благодаря чему удалось в возможно короткие сроки восстановить качество нефти и возобновить поставки. Приняты соответствующие меры по наказанию виновных и недопущению подобных ситуаций в будущем. На данном этапе Минэнерго ведет непрерывный мониторинг качества нефти в системе магистральных нефтепроводов «Транснефти». Несмотря на сложившуюся непростую ситуацию, в конечном итоге наша страна продемонстрировала, что Россия – надежный партнёр и поставщик, который в любой ситуации несет ответственность перед потребителями, имеет все ресурсы оперативно справиться с внештатной ситуацией, всегда готов к диалогу и компромиссу. Уверен, это очень важно для долгосрочных отношений с партнерами.

> Несмотря на ситуацию с «Дружбой» Россия продемонстрировала, что она – надежный партнёр и поставщик, который в любой ситуации несет ответственность перед потребителями, может справиться с внештатной ситуацией

Продолжилась реализация проектов по строительству и реконструкции трубопроводов для транспортировки нефти. Завершено расширение трубопроводной системы «ВСТО» на участке «Тайшет» – «Сковородино» до 80 млн тонн в год и на участке «Сковородино» – «Козьмино» до 50 млн тонн в год, а также реконструированы магистральные нефтепроводы для транспортировки нефти на нефтеперерабатывающие заводы Краснодарского края.

Что касается внутреннего рынка нефтепродуктов, то мы ожидаем, что объем первичной переработки нефти и газового конденсата будет чуть меньше прошлого года. Глубина переработки нефти и газового конденсата останется на уровне аналогичного периода 2019 года. Производство автобензина, по нашим расчетам, увеличится на 2% и достигнет 40,2 млн тонн.

Как вы помните, с 1 января 2019 года для стимулирования работы отрасли и надежного обеспечения внутреннего рынка топливом заработала уникальная налоговая система, аналогов которой нет

Пальяновская площадь Красноленинского месторождения ХМАО

в мире, – обратный акциз на нефть с демпферной компонентой. Эта система позволяет нивелировать влияние резких скачков цен на нефть и нефтепродукты и обеспечивает стабильные поставки топлива на внутренний рынок. Благодаря «демпферу», удалось отказаться от соглашений с нефтяными компаниями об ограничении роста цен на топливо, которые действовали до июля 2019 года. Сегодня мы уже убедились в правильности выбранной тактики – рынок топлива в Российской Федерации стабилен, а рост цен на топливо существенно отстает от темпов инфляции – 2,7% против 3,7–4% в октябре 2019 года.

Уверены, что ситуация с ценами на топливо будет стабильной на протяжении всего следующего года с учетом планового роста инфляции. Как экономическая мера демпфер позволяет снизить волатильность цен внутреннего рынка на топливо, поэтому даже если мы столкнемся с резким ростом цен на нефть, о чем сейчас говорят некоторые эксперты, риски для внутреннего рынка будут практически отсутствовать, поскольку рост дисконта в ценах внутреннего рынка на автомобильный бензин и дизельное топливо относительно экспортного нетбэка нивелируется одновременным увеличением демпфирующих надбавок.

Ставка на газ

Именно газовая отрасль в 2019 году вызывает наибольший интерес с точки зрения произошедших и ожидаемых глобальных в мировом масштабе событий. Начну с развития рынка СПГ. Здесь мы действительно видим впечатляющие успехи. Рассчитываем, что по итогам года экспорт газа в сжиженном состоянии вырастет почти на 44% и достигнет порядка 39 млрд м³.

Во многом такие результаты связаны с запуском на проектную мощность в конце 2018 года завода «Ямал-СПГ». С декабря 2017 года по состоянию на конец 3 квартала 2019 года с завода уже выполнена отгрузка более 300 партий СПГ объемом порядка 22 млн тонн и 65 партий конденсата объемом более 1,6 млн тонн. В апреле текущего года был дан старт первой отгрузки СПГ с завода «Криогаз-Высоцк» в Ленинградской области. Поставки с завода пойдут как на внутренний рынок для использования в качестве газомоторного топлива и газификации потребителей, так и на внешний – в страны Северной Европы, Скандинавии и Балтийского региона.

> В 2019 году объем углеводородного сырья, направляемый в нефтехимию, составит около 11 млн т, в 2025 году этот показатель достигнет 23 млн т, в 2035 году – уже 28 млн

Принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Арктик СПГ 2». Запуск первой линии завода запланирован на 2023 год с поэтапным вводом объекта в эксплуатацию в 2023–2025 годах. Согласно планам компании «НОВАТЭК», годовое производство сжиженного природного газа на предприятии составит 19,5 млн тонн. Также в будущем году продолжится реализация комплексного плана по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал.

На завершающейся стадии находится работа по ключевым инфраструктурным проектам. Уже введен в эксплуатацию магистральный газопровод «Сила Сибири», который транспортирует газ Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай по «восточному» маршруту. Договор купли-продажи российского газа по «восточному» маршруту сроком на 30 лет «Газпром» и Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (CNPC) подписали в 2014 году, по газопроводу в КНР будет поставляться до 38 млрд м³ газа в год. На примере «Силы Сибири» мы в очередной раз убедились в надежных деловых связях и взаимопонимании с китайскими партнерами, наша слаженная работа позволила запустить проект с опережением сроков. Рассчитываем, что «Сила Сибири» в будущем году даст дополнительный импульс освоению Якутского центра газодобычи.

Строительство газопровода «Сила Сибири»

Готова к запуску первая нитка «Турецкого потока» – масштабного проекта с еще одними нашими стратегическими партнёрами – Турецкой Республикой. По графику ведется строительство газопровода «Северный поток – 2», значительную роль в этом сыграло своевременно выданное разрешение Дании на строительство участка газопровода в своей исключительной экономической зоне. Это в очередной раз подтверждает экономическую целесообразность проекта и заинтересованность европейских партнеров в гарантированном обеспечении энергоресурсами.

«Криогаз-Высоцк»

Для дальнейшего надежного газоснабжения внешних и внутренних потребителей продолжается наращивание добычи природного газа. В текущем году ожидается, что этот показатель вырастет на 2% по сравнению с предыдущим рекордным для газовой отрасли годом и составит порядка 740 млрд м³.

На внутреннем рынке газа продолжается работа по газификации регионов России: предполагается, что на 1 января 2020 года уровень газификации достигнет более 70%, при этом в городах – 73%, в сельской местности – почти 62%. Расширяется использование природного газа в качестве моторного топлива. Рассчитываем, что к концу года количество станций заправки природным газом вырастет на четверть к предыдущему году и достигнет более 500 ед., а объем потребления природного газа в качестве моторного топлива в текущем году составит свыше 900 млн м³ в год.

Несырьевой экспорт

Активно развивается отрасль нефтегазохимии. Значимым событием 2019 года стал запуск крупнейшего в России современного нефтехимического комплекса «Запсибнефтехим», входящего в пятерку самых масштабных мировых инвестиционных проектов отрасли. Продукция завода будет играть важную роль в развитии несырьевого экспорта

Вагоны с углем, Кузбасс

Ожидается, что по итогам 2019 года объем углеводородного сырья, направляемый на переработку в продукцию нефтехимии, составит около 11 млн тонн, в 2025 году этот показатель достигнет 23 млн тонн, в 2035 году – уже 28 млн тонн.

«Черное золото»

В 2019 году продолжилось поступательное развитие угольной отрасли. Добыча и экспорт угля по итогам года прогнозируется на уровне предыдущего – 440 млн тонн и 210 млн тонн соответственно, при этом ожидаемый уровень инвестиций в основной капитал угольных компаний стабилизируется на уровне 2018 года и составит примерно 140 млрд рублей.

Продолжилось развитие новых центров угледобычи и реализация проектов по транспортировке угля. Для увеличения экспортной ориентированности угольной промышленности в текущем году запущена третья очередь полностью автоматизированного угольного комплекса «Восточный порт» в свободном порту Владивосток. Крупнейший на Дальнем Востоке частный инвестиционный портовый проект по перегрузке угля с железнодорожного транспорта на морской обеспечил удвоение мощностей терминала с 25 млн тонн до 50 млн тонн.

В 2020 году мы продолжим работу над решением актуальных задач угольной отрасли. В том числе, по улучшению условий труда, повышению безопасности ведения горных работ, снижению аварийности и травматизма в угольной промышленности, совершенствованию биржевых механизмов реализации угольной продукции. Отдельной задачей видим содействие в оптимизации транспортной логистики и расширения использования механизмов долгосрочного тарифообразования на перевозки угля, увеличение пропускной способности железных дорог.

и замещении существующего импорта полимеров, в основном из Китая и Европы.

В феврале 2019 года утверждена дорожная карта по развитию нефтегазохимического комплекса России на период до 2025 года. Документ предусматривает комплекс действий по дальнейшему совершенствованию механизмов государственного регулирования в нефтегазохимической отрасли, в том числе финансовые, налоговые, таможенно-тарифные и прочие регуляторные меры поддержки.

При помощи реализации мер, предусмотренных дорожной картой, мы намерены создать условия для увеличения использования сжиженного углеводородного газа и этана в качестве сырья для нефтехимии, наращивания объема производства крупнотоннажных полимеров и их экспорта на динамично развивающиеся рынки. В целом, программа поддержки нефтегазохимии будет способствовать созданию новых крупномасштабных производств, что в свою очередь станет базой для импортозамещения на внутреннем рынке и увеличения несырьевого неэнергетического экспорта.

Энергия XXI века

В 2019 году отрасль электроэнергетики продолжила свое развитие и показала высокий уровень надежности. Ожидается, что по итогам года выработка электроэнергии по России вырастет до 1102 млрд кВт·ч, потребление – до 1081 млрд кВт·ч, а установленная мощность – до 253,6 ГВт.

Продолжается модернизация и новое строительство генерирующих мощностей и электросетевых объектов: введены в эксплуатацию новые блоки станций в Тульской области, Чеченской Республике, Краснодарском крае. В Республике Крым запущены Таврическая и Балаклавская ТЭС – таким образом, появилась возможность длительной работы энергосистемы полуострова, изолированного от ЕЭС России.

С 1 января 2019 года впервые в новейшей истории России произошло расширение Единой энергетической системы России – к единой энергосистеме были присоединены часть Восточной Сибири и Якутии, что будет способствовать увеличению надежности энергосистемы всей страны.

> Выработка электроэнергии в России вырастет в 2019 году до 1102 млрд кВт·ч, потребление – до 1081 млрд кВт·ч, а мощность – до 253,6 ГВт

Который год мы наблюдаем повышение доступности энергетической инфраструктуры. В рейтинге «Doing Business» Всемирного банка по итогам 2019 года по показателю «Подключение к электрическим сетям» Россия заняла 7-е место (+5 позиций к 2018 году). При этом по показателям «Индекс надежности электроснабжения» на электроэнергию страна уже пятый год подряд показывает максимально возможные баллы – 8 из 8.

Продолжается переход к долгосрочному тарифному регулированию в электроэнергетике. В августе внесены изменения в Федеральный закон «Об электроэнергетике», создающие базовую платформу для перехода к долгосрочному тарифному регулированию в электроэнергетике и вводящие ограничения для региональных властей по установлению тарифов на передачу электроэнергии, что позволит регулятору комплексно влиять на ситуацию с тарифами в регионах и повысить инвестиционную привлекательность электросетевого хозяйства страны.

Для обновления основных фондов и увеличения эффективности работы генерирующего оборудования начал работу новый механизм конкурсного отбора инвестиционных проектов тепловых электростанций на базе долгосрочного рынка мощности. Данная программа позволит модернизировать 41 ГВт генерирующих мощностей тепловых электрических станций до 2035 года, решив целый комплекс макроэкономических задач – повысить надежность основных фондов на 16%, привлечь инвестиции в объёме до 1,86 трлн рублей, сформировать устойчивый спрос нашей промышленности на производство генерирующего оборудования. В числе основных условий данного механизма – максимальная локализация основного генерирующего оборудования. В настоящее время уже проведен отбор до 2025 года на 15 ГВт.

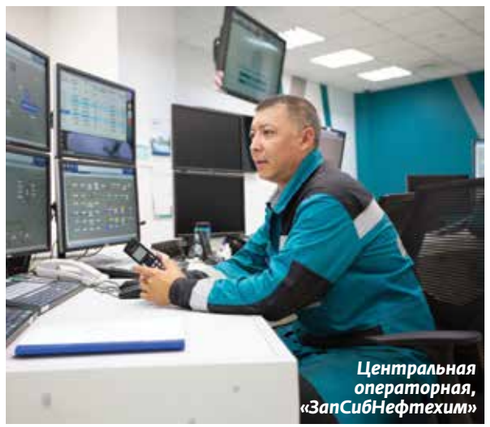
На рынке тепловой энергии расширяется применение метода так называемой «альтернативной котельной». В 2019 году к ценовым зонам теплоснабжения присоединились еще три региона. Потенциальными участниками внедрения новой модели рынка тепла являются 25 муниципальных образований. В случае их отнесения к ценовым зонам теплоснабжения ожидаемый совокупный объем инвестиций может составить 145,4 млрд руб.

Основная цель электроэнергетической отрасли, как в настоящем, так и в будущем, – обеспечение надежного энергоснабжения потребителей. Рассчитываем, что к 2035 году потери в электрических сетях снизятся с текущих 10,4% до 7,3%, количество технологических нарушений сократится примерно на 50%, а восстановление энергоснабжения бытовых потребителей в случае отключений в среднем будет занимать около 30 минут вместо нынешних 2 ч 25 мин.

Также нам предстоит работа по оптимизации тарифной нагрузки на потребителей, повышение внутренней эффективности отрасли. В этой части будут решаться, в том числе, проблемы перекрестного субсидирования, повышения уровня платежной дисциплины, избытков резервов мощности. Кроме того, перед нами стоит задача развития конкуренции и рыночных отношений, продолжение цифровой трансформации в отрасли.

«Чистая» энергия

Не первый год проводится поддержка генерации на основе ВИЭ. Усилия в этой области направлены как на поддержку использования ВИЭ на оптовом и на розничных рынках электрической энергии, так и на стимулирование производства генерирующего оборудования на основе ВИЭ. Сегодня доля ВИЭ в выработке электроэнергии с учетом ГЭС составляет порядка 17,2%, но самое важное – создан полноценный научно-производственный комплекс, связанный с разработкой, внедрением, производством компонентов энергетического оборудования ВИЭ, а также подготовкой и обучением персонала для данного сегмента экономики.



Центральная операторная, «ЗапСибНефтехим»

В 2019 году российские технологии солнечной энергетики, доказавшие свою эффективность на генерирующих объектах внутри страны, уже сделали важный шаг за ее пределы – стартовали поставки российских решений в страны Европы и азиатского региона. В ветроэнергетике научно-производственные компетенции находятся в стадии формирования, но уже открыт ряд площадок по производству комплектующих для ветроустановок.

Отмечу, что программу поддержки ВИЭ планируется продлить до 2035 года, при этом мы рассчитываем, что уже с 2036 года меры по субсидированию объектов ВИЭ не понадобятся: возобновляемые источники энергии выйдут на самоокупаемость и смогут работать по механизмам оптового рынка.

ТЭК будущего

Значительными перспективами для развития обладает водородная энергетика. В будущем водород в качестве источника энергии может сыграть одну из ключевых ролей в обеспечении мировых потребностей в чистой и доступной энергии. При этом у России есть все необходимые конкурентные преимущества для того, чтобы обеспечить себе лидирующие позиции на мировом рынке водородной энергетики: это наличие резервов производственных мощностей, географическая близость к потенциальным потребителям водорода, а также наличие действующей инфраструктуры транспортировки. Минэнерго России в инициативном порядке начало работу для организации эффективного использования потенциала водородной энергетики. В текущем году при участии заинтересованных организаций сформирована рабочая группа, которая займется разработкой дорожной карты развития водородной энергетики Российской Федерации.

Уже сегодня значительное влияние на развитие российского ТЭК оказывает внедрение в его отраслях цифровых решений и сервисов «интеллектуальной» энергетики.

В 2019 году продолжилась реализация дорожной карты «Энерджинет» Национальной технологической инициативы (НТИ), направленной на развитие отечественных комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики. Для создания условий для выхода на рынок субъектов в принципиально новых видах предпринимательской деятельности с инновационными бизнес-моделями сегодня реализуется утвержденный в 2018 году план мероприятий по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров для обеспечения реализации НТИ по направлению «Энерджинет». Для тестирования новых механизмов документом предусмотрена реализация комплексных пилотных проектов.

Один из них – по созданию агрегаторов спроса и предложения на рынках электроэнергии – уже реализуется, позволяя потребителям экономить на электроэнергии, а технологическим компаниям – накапливать новые компетенции. В перспективе предусмотрена реализация еще нескольких проектов, направленных на развитие активных энергетических комплексов, энергоснабжение изолированных и удаленных территорий, применение систем накопления и выдачи в сеть электроэнергии, потребительских сервисов на базе распределённых реестров и смарт-контрактов.

Дальнейшее технологическое развитие ТЭК во многом связано с цифровой трансформацией его отраслей. Для ее комплексного обеспечения Минэнерго России реализуется ведомственный проект «Цифровая энергетика», который призван создать условия для внедрения цифровых технологий, сформировать нормативную базу и создать единую информационную среду ТЭК. Для этого объединяются ключевые участники всех отраслей и создаются центры компетенций – на сегодняшний момент такие центры уже работают в нефтегазовой отрасли и электроэнергетике. Единое консолидированное видение игроков ТЭК на комплексную отраслевую цифровую трансформацию будет отражено в Концепции цифровой трансформации ТЭК, разработка которой сегодня активно ведется.

> К 2035 году потери в электросетях снизятся с 10,4% до 7,3%, количество нарушений сократится на 50%, а восстановление энергоснабжения бытовых потребителей будет занимать 30 минут вместо нынешних 2 ч 25 минут

Большое значение для решения задач цифровой трансформации и в целом для перспективного планирования работы отраслей ТЭК имеют актуальные и достоверные данные. Их наличие уже сегодня обеспечивается с помощью государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК), первая очередь которой введена в эксплуатацию в октябре текущего года. Система призвана оперативно снабжать пользователей данными, прогнозами и аналитикой, что будет положительно влиять на эффективность выработки и реализации управленческих решений на различных уровнях.

Наши технологии

В 2019 году Минэнерго России продолжена работа по снижению зависимости ТЭК от иностранного оборудования и технологий.

В нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности по итогам третьего квартала 2019 года доля отечественных катализаторов нефтепереработки, по предварительным данным, составила 63,0% (+31,8% в 2014 году), катализаторов нефтехимии – 72,7% (+34,2% в 2014 году), доля импорта крупнотоннажных полимеров оценивается в 13,3% от производства.

Для повышения энергетической безопасности нашей страны в 2019 году принят ряд мер, направленных на создание условий для разработки передовых отечественных технологий для энергетической отрасли. В частности, утверждены дорожные карты по стимулированию освоения новых месторождений и добычи нефти, локализации оборудования для средне- и крупнотоннажного производства СПГ, развитию нефтегазохимического комплекса, а также по переходу субъектов электроэнергетики на обязательное приобретение отечественных электронных компонентов и программных средств.

Экологическая повестка

В 2019 году Российской Федерацией принято подписанное в 2016 году Парижское соглашение по климату – важнейший документ, призванный в глобальном масштабе сократить выбросы парниковых газов в атмосферу. Для сокращения антропогенного влияния ТЭК на климат уже сегодня Минэнерго России реализует комплекс инициатив. В том числе, в части повышения энергоэффективности, расширения использования природного газа, модернизации промышленности, внедрения инновационных материалов, развитию экологически чистого транспорта и повышению «чистоты» использования топлива. Кроме того, с учетом мирового опыта для поддержки экологически ответственного использования энергоресурсов в России стартовал процесс перехода на принципы наилучших доступных технологий.

Дальнейшая реализация экологической политики будет продолжена с учетом недопущения избыточной нагрузки на бизнес и дискриминации отечественных компаний на международных рынках. В этой связи для решения климатических проблем важно сформировать условия для поступательного развития высокотехнологичных производств в России, которые будут не только способствовать сдерживанию антропогенного воздействия ТЭК, но и повышению конкурентоспособности российских компаний на мировой арене.

Реализация обозначенных направлений деятельности Минэнерго России сегодня критически важна для дальнейшего динамичного развития отраслей ТЭК, которое, в свою очередь, необходимо для обеспечения текущих и перспективных энергетических потребностей экономики России и каждого ее гражданина. Неизменное условие для решения этой задачи – постоянное совершенствование функционирования всех систем ТЭК. Только так мы сможем максимально раскрыть потенциал его отраслей внутри страны и укрепить позиции на мировых энергетических рынках, где у России есть все возможности расширить свое присутствие, являясь выгодным и надежным деловым партнером.

ТЭЦ

Николай Петрович ТОКАРЕВ,
президент ПАО «Транснефть»

СИЛЫ «ТРАНСНЕФТИ» СКОНЦЕНТРИРУЮТСЯ НА МОДЕРНИЗАЦИИ, ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ ПОТОКОВ И ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ

«Транснефть» в течение последних пятнадцати лет реализовала много крупных и стратегически важных инвестиционных проектов, таких как строительство нефтепроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан» или БТС-2. Это помогло создать в России условия по наращиванию добычи нефти с 320 млн тонн в 2000 году до 556 млн тонн в 2018 году и увеличению поступлений в бюджет. В ближайшее время компания намерена сосредоточиться на ремонте и замене линейной части трубопроводов, создании возможностей по оперативной переориентации экспортных потоков нефти и повышении надежности работы системы.

Э.П.: ***Основной деятельностью «Транснефти» является транспортировка нефти по тарифам, установленным ФАС. В 2018 году они были проиндексированы на 3,2%, тем не менее, выручка компании выросла на 10,8%, а в первом полугодии 2019 года – на 12%. За счет чего это стало возможно?***

Н. П. Токарев: Действительно, в прошлом году выручка группы «Транснефть» выросла по сравнению с 2017 годом на 10,8%. Это произошло в основном за счет увеличения выручки от продажи нефти в Китай на 42,3%. На это повлияли также рост курса доллара на 8,3% и цены на нефть на 31,1%.

Кроме того, в четвертом квартале 2018 года в состав «Транснефти» вошел «Новороссийский морской торговый порт». В результате чего в составе группы отражена выручка от оказания стивидорных и других услуг порта и флота в размере 14,4 млрд рублей.

На рост выручки группы «Транснефть» в первом полугодии 2019 года в 12,3% также повлияли увеличение доходов от продажи нефти в Китай на 7,3%. Здесь сказался рост курса доллара на 9,2% при одновременном снижении цены на нефть на 5,3%. Кроме того, выручка НМТП в первом полугодии 2019 года составила 29,2 млрд рублей.

Э.П.: ***В апреле на нефтепроводе «Дружба» произошла чрезвычайная ситуация из-за попадания в систему хлорорганических соединений. В результате, экспорт нефти по данному нефтепроводу был приостановлен. Какие нормативные предложения подготовлены «Транснефтью» для того, чтобы избежать подобных инцидентов в будущем?***

Н. П. Токарев: Самой главной задачей компании на момент инцидента было найти источник сдачи загрязненной нефти, локализовать его и одновременно восстановить работу нефтепровода «Дружба» для скорейшего возобновления экспорта.

На уровне правительств России и Белоруссии была разработана и утверждена дорожная карта по замещению некондиционной нефти в нефтепроводах на территории Белоруссии. В итоге, все предусмотренные дорожной картой мероприятия были успешно выполнены в намеченные сроки, ограничения по поставкам нефти были полностью сняты. При этом, удалось избежать серьезных рисков срыва поставок нефти в Европу за счет переориентации как экспортных, так и внутренних грузопотоков нефти.

Кроме того, проведены переговоры с зарубежными коллегами из нефтепроводных компаний, а также с грузополучателями российской нефти с целью урегулирования сложившейся ситуации.

Чтобы не допустить подобных инцидентов в дальнейшем, «Транснефть» внесла на рассмотрение правительства предложение о предоставлении ей права на ведение операционного контроля за деятельностью приемо-сдаточных пунктов сторонних компаний – грузоотправителей, через которых ведется сдача нефти в систему магистральных трубопроводов компании. Данная мера позволит, с одной стороны, повысить прозрачность работы приемо-сдаточных пунктов самих грузоотправителей в части поступающих на их объекты нефти от разных собственников, которая потом консолидировано поступает в систему «Транснефти». А с другой – усилить контроль за движением нефти в производственной цепочке при подготовке и сдаче нефти в технологических трубопроводах ПСП.

> Нам удалось избежать серьезных рисков срыва поставок нефти в Европу за счет переориентации экспортных и внутренних грузопотоков

Кроме того, «Транснефть» предлагает ввести обязательную аккредитацию испытательных лабораторий для проведения исследований нефти при ее приеме в магистральный нефтепровод, транспортировке и сдаче потребителям в национальной системе аккредитации. Данная мера позволит установить единые требования как к персоналу испытательных лабораторий, так и к их техническому и документальному оснащению. Контроль над исполнением этих требований будет производиться единым уполномоченным государственным органом.

Одновременно предлагается внести изменения в действующий ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия» и актуализировать нормы периодичности проведения испытаний, методов и методик их выполнения, а также перечня показателей, для которых установлены предельные уровни содержания веществ в нефти.

Кроме того, с каждым годом становится все более актуальным вопрос увеличения количества химических реагентов, применяемых при добыче нефти. В связи с этим «Транснефть» предлагает возобновить процесс разработки и утверждения обязательных требований к реагентам и химическим продуктам, применяемым при нефтедобыче и транспортировке. В результате, должен быть создан специальный отраслевой реестр согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли продуктов.

Э.П.: ***Минфин периодически поднимает вопрос о необходимости включить «Транснефть» в программу приватизации на 2020–2022 годы. Стоит ли, на ваш взгляд, сокращать долю государства в компании, особенно с учетом большого интереса к нему со стороны частных портфельных инвесторов?***

Н.П. Токарев: В настоящее время «Транснефть» не входит в проект программы приватизации. Мы считаем, что приватизация принадлежащего государству пакета обыкновенных акций нецелесообразна, в силу стратегической роли «Транснефти» в российской нефтяной промышленности и необходимости сохранять принцип равноудаленности от российских нефтегазовых компаний.

Кроме того, эффективно реализовать существенный пакет акций «Транснефти» финансовым инвесторам по фундаментально обоснованной справедливой стоимости в настоящее время невозможно, в связи с действием финансовых санкций со стороны США, ЕС и ряда прочих зарубежных стран.

При этом, для инвесторов, желающих купить акции компании уже сейчас, существует очень близкая альтернатива – свободно обращающиеся на открытом рынке привилегированные акции «Транснефти». Пакеты «префов» уже приобрели крупные российские и международные инвесторы, в том числе ряд суверенных инвестиционных фондов из Японии, Сингапура, Китая, стран Персидского залива. При этом размер дивидендов на 1 акцию, выплачиваемых по «префам», не может быть меньше размера дивидендов по обыкновенным акциям.

> В среднесрочной и долгосрочной перспективе основные силы компании будут сконцентрированы на замене линейной части, обновлении основных фондов и повышении надежности системы

Э.П.: ***«Транснефть» в последние несколько лет неоднократно отмечала, что не планирует в ближайшее время приступать к широкомасштабным проектам по строительству новых нефтепроводов. Каким образом тогда компания планирует развиваться в среднесрочной и долгосрочной перспективе?***

Н.П. Токарев: «Транснефть» за последние пятнадцать лет своей истории занималась масштабным строительством и развитием сети магистральных трубопроводов. В результате, на фоне существенного роста добычи нефти в России с 320 млн тонн в начале 2000-х годов и до 556 млн тонн в 2018 году, удалось полностью закрыть потребности нефтяных компаний в транспортировке нефти и нефтепродуктов. Сейчас существует профицит мощностей для поставки нефти за рубеж. Нефтяные компании могут экспортировать нефть как в западном, так и в восточном направлении.

Нефтеналивной порт Новороссийска

Нефтеналивной порт Новороссийска

Действительно, начиная с 2020 года, реализации значимых инвестиционных проектов по развитию системы магистральных трубопроводов не планируется.

Но в настоящее время доля трубопроводов старше 30 лет в системе «Транснефти» приближается к 50%. Мы планируем, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе основные силы компании будут сконцентрированы на повышении протяженности замены линейной части, обновлении основных фондов и повышении надежности эксплуатации системы в целом.

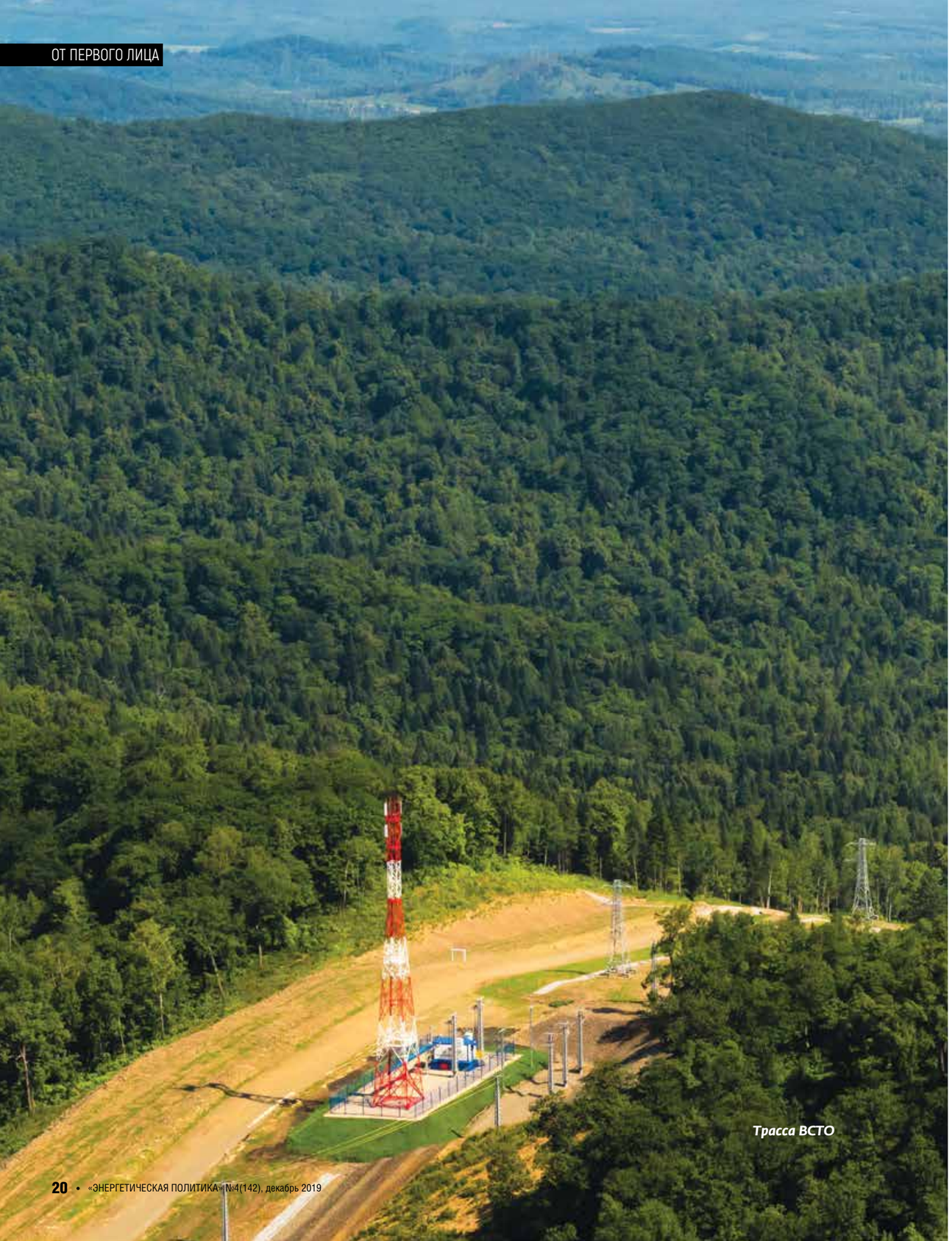
Также перед компанией стоит задача сохранения качества транспортируемой нефти и создания более гибкой системы магистральных нефтепроводов, позволяющей оперативно обеспечивать перераспределение грузопотоков по разным направлениям в случае возникновения нештатных ситуаций. Для их решения «Транснефть» планирует увеличить емкости резервуарных парков и реализацию мероприятий по возможности перераспределения потоков нефти между экспортными направлениями в случае вынужденного прекращения поставок по некоторым из них.

Кроме того, в этом году «Транснефть» завершила сделку по приобретению пакета акций НМТП, увеличив свою долю до более чем 60%. Теперь перед «Транснефтью», как основным акционером, встает задача по развитию Новороссийского порта, причем не только в части перевалки нефти и нефтепродуктов, но и по другим видам деятельности. Одной из целей будет повышение эффективности управления НМТП с учетом значительного синергетического эффекта от консолидации двух крупнейших инфраструктурных компаний.

> Приватизация государственного пакета акций нецелесообразна, в силу стратегической роли «Транснефти» в нефтяной промышленности РФ и необходимости сохранять принцип равноудаленности от нефтегазовых компаний

Э.П.: ***Одним из последних крупных инвестиционных проектов «Транснефти» стало расширение нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» до 80 млн тонн и порта «Козьмино» до 50 млн тонн. Как это повлияет на работу системы?***

Н.П. Токарев: Если быть точнее, то «Транснефть» в 2019 году обеспечила ввод в эксплуатацию четырех крупных инвестиционных проектов. Главный и наиболее масштабный из них – это расширение системы ВСТО-1 до 80 млн тонн в год и ВСТО-2 до 50 млн тонн в год. Реализация этих проектов позволит увеличить объемы поставки нефти на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона через порт «Козьмино» до 36 млн тонн в год с учетом выполнения обязательств по поставке нефти



Трасса ВСТО

в Китай в соответствии с межправительственными соглашениями и поставке нефти на Хабаровский и Комсомольский НПЗ. Фактически, мы обеспечили проектную мощность ВСТО на 11 лет раньше, чем это было запланировано изначально.

Нефтепровод – отвод от ВСТО на Комсомольский НПЗ обеспечит возможность прокачки на завод до 8 млн тонн нефти в год. А расширение пропускной способности магистральных нефтепроводов «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» обеспечит возможность приема в систему дополнительных объемов нефти Тимано-Печорского региона.

Э.П.: ***Какие планы по дальнейшему развитию нефтепродуктопроводных маршрутов с учетом уже реализованных проектов по расширению продуктопровода «Север» до 25 млн тонн, строительству продуктопровода «Юг», реконструкции и модернизации Московского нефтепродуктового кольца?***

Н. П. Токарев: Реализация проектов по расширению продуктопровода «Север» и строительство продуктопровода «Юг» позволила увеличить мощности транспортировки дизельного топлива на 11 млн тонн в год, а также перенаправить перевалку российского дизеля из зарубежных портов (в первую очередь, портах Прибалтики) в российские порты.

Стратегической целью реализации этих проектов было избавление от транзитных рисков при транспортировке дизельного топлива по территории прибалтийских государств. Считаем, что с запуском проекта «Север-25» и проекта «Юг» эта цель благополучно достигнута.

Реализация масштабного проекта по увеличению поставок нефтепродуктов в Московский регион уже обеспечила рост перекачки бензинов и авиационного керосина потребителям внутреннего рынка на 1,5 млн тонн в год, а также создала предпосылки к дальнейшему увеличению загрузки системы магистральных нефтепродуктопроводов и развитию биржевых торгов нефтепродуктами на базисах пунктов налива «Транснефти».

Таким образом, к 2019 году «Транснефть» завершила все инвестиционные проекты в части прокачки нефтепродуктов. Однако, компания продолжает развивать эту инфраструктуру в рамках программ технического перевооружения и капитального ремонта.

В частности, в 2020 году планируется завершить строительство новой эстакады тактового налива на ЛПДС «Сокур» в Новосибирске, прорабатываются варианты реконструкции пунктов налива на ЛПДС «Никольское» (г. Мичуринск Тамбовской области), ЛПДС «Брянск» (г. Брянск), ЛПДС «Воронеж» (г. Воронеж) и ЛПДС «Белгород» (г. Белгород).

> Самой главной задачей на момент инцидента с «Дружбой» было найти источник сдачи загрязненной нефти

Э.П.: ***В сентябре вы встретились с президентом Татарстана Рустамом Минниханом. Обсуждался ли на встрече вопрос об увеличении поставок сернистой нефти региона на внутренние рынки страны и на экспорт?***

Н. П. Токарев: «Транснефть» активно взаимодействует с нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими компаниями Татарстана по увеличению объемов приема нефти и нефтепродуктов в систему магистральных трубопроводов, а также поставки нефти на НПЗ республики.

По системе магистральных нефтепроводов «Транснефти» осуществляется транспортировка более 90% от всего объема добываемой в регионе нефти. В 2018 году было принято 33,2 млн тонн, в 2019 году объем принимаемой нефти увеличился. К концу года этот показатель достигнет почти 34 млн тонн. В ближайшие годы нефтедобывающие компании республики могут увеличить количество сдаваемой нефти более чем на 5 млн тонн в год.

В 2018 году реализованы проекты по реконструкции нефтеперекачивающей станции «Калейкино» и приемо-сдаточного пункта «Нижнекамск», позволившие обеспечить увеличение поставки нефти на НПЗ ТАНЕКО с 9 до 14 млн тонн в год.

В 2019 году к системе магистральных нефтепродуктопроводов были подключены объекты НПЗ ТАИФ, в результате чего увеличился прием дизельного топлива в систему до 3,2 млн тонн в год. С учетом расширения проекта «Север-25» Татарстан может суммарно увеличить сдачу в систему дизельного топлива до 7 млн тонн в год, в том числе от ТАНЕКО – до 3,8 млн тонн, от ТАИФ – до 3,2 млн тонн.

Кроме того, в сентябре этого года «Транснефть» в рамках работы по импортозамещению в особой экономической зоне «Алабуга» открыла предприятие «Транснефть – Синтез» по производству противотурбулентных присадок (ПТП) для нужд нефтетранспортной отрасли. Производство рассчитано на выпуск до 3 тысяч тонн противотурбулентных присадок в год с возможностью увеличения мощности до 10 тысяч тонн в год.

Эти производственные мощности завода позволят полностью удовлетворить потребности «Транснефти» в таких присадках. В дальнейшем продукция завода может продаваться как российским нефтяным компаниям, которые используют ее на промысловых трубопроводах, так и зарубежным предприятиям.

В будущем мы собираемся развивать данное предприятие в двух направления – это производство присадок для нефтеперерабатывающей отрасли и снижение затрат на изготовление противотурбулентной присадки. В настоящее время данные работы включены в программу НИОКР «Транснефти».

А.Г. ПАНИНА

УСПЕХ СОВМЕСТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

СТРАН СНГ В ЕДИНОЙ СТРАТЕГИИ

Александра Геннадьевна ПАНИНА – член правления ИНТЕР РАО, заместитель руководителя дивизиона «Экспорт» – врио руководителя блока трейдинга

Традиционно, на протяжении многих лет, планирование играет важную роль в развитии того или иного сектора экономики. В общем понимании, планирование – это процесс анализа, формирования целей и определения мотивированной модели их достижения. В условиях растущего энергопотребления важным становится разработка долгосрочной энергетической стратегии, задающей направление будущему развитию как отдельных электроэнергетических компаний, отраслей, так и государства в целом. Планирование является основой для формулирования энергетической стратегии и политики каждого государства. На примере перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации можно сделать вывод, что эффективная координация действий в области электроэнергетики стран СНГ, взаимодействие в части повышения энергоэффективности и энергонадёжности, рост инвестиционной привлекательности возможны только при наличии единых долгосрочных стратегических документов электроэнергетики стран СНГ.

Перспективное планирование в электроэнергетике России

В электроэнергетическом секторе Российской Федерации выстроена эффективная трехуровневая система среднесрочного и долгосрочного планирования. Первый уровень указанной системы представлен энергетической стратегией[1], она утверждена еще в 2009 году на период до 2030 года. На данный момент идут активные публичные обсуждения проекта энергетической стратегии до 2035 года. Данным документом, который является фундаментальным, определены цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, в частности инновационное, надёжное, отвечающее современным тенденциям, энергоснабжение экономики страны.

Ключевыми мерами по решению указанных задач станут:

- продолжение оптимизации структуры генерирующих мощностей с учетом их технико-экономических показателей с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме;
- внедрение механизмов управления спросом;
- улучшение технико-экономических показателей функционирования ТЭС и повышение эффективности управления режимами энергосистем;
- совершенствование конкурентных механизмов в отрасли.

[1] *Действующая редакция утверждена распоряжением правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р на период до 2030 года. В настоящий момент ведется работа над проектом до 2035 года, разработку которого планируется завершить к концу 2019 года.*

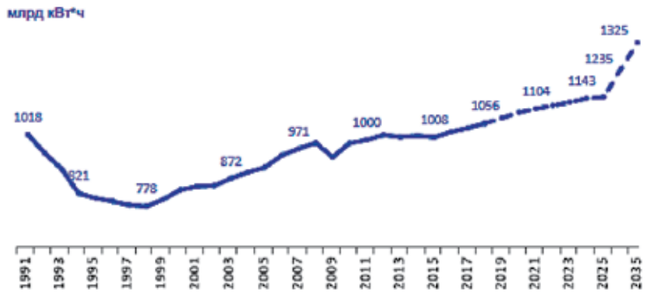


Рис. 1.
Динамика потребления электроэнергии ЕЭС России (прогноз определен на основании генеральной схемы)

Одной из ключевых предпосылок энергетической стратегии является рост электропотребления в Российской Федерации в 1,2–1,3 раза к 2035 году, в том числе за счет электрификации железнодорожного транспорта и распространения электромобилей. Обеспечение надежного энергоснабжения потребителей в данных условиях потребует увеличения установленной мощности электростанций страны на величину порядка 15 ГВт.

Приоритетной задачей в рамках импортозамещения в российской электроэнергетике является разработка отечественных газовых турбин большой мощности, что в совокупности с развитием энергосбережения и повышением энергетической эффективности в отрасли должно позволить снизить удельный расход топлива на отпуск электрической энергии до 255,6 г. у. т./кВт·ч к 2035 году с текущего уровня в 309,6 г. у. т./кВт·ч.

> К 2035 году потребление вырастет на треть и составит порядка 1325 млрд кВт·ч в год. Объем мощности на настоящий момент достигает 243 ГВт

Кроме того, в рамках инновационного развития энергетической стратегией предусмотрено развитие интеллектуальных энергетических систем на базе «умных» сетей (дорожная карта «Энерджинет») и технологий накопления (ввод 20 ГВт к 2035 году в максимальном сценарии).

Энергетической стратегией России обозначено направление по поддержке использования распределённой генерации на основе ВИЭ в изолированных и труднодоступных территориях.

На базе энергетической стратегии формируется документ следующего уровня системы перспективного планирования – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года[2]. Данный документ предусматривает структуру генерирующих объектов и мощностей электросетевого

[2] *Действующая редакция утвержденная распоряжением правительства Российской Федерации от 09.06.2017 года № 1209-р на период до 2035 года.*

ТЭЦ, Интер РАО

хозяйства в целях обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности, долю объектов возобновляемой энергетики, тепловой генерации, и содержит названия станций, которые в долгосрочной перспективе должны быть модернизированы, выведены из эксплуатации или замещены новым оборудованием.

Последний уровень системы представлен схемой и программой развития Единой энергетической системы России[3], которая играет важную роль

[3] *Приказом Минэнерго России от 28.02.2019 года N174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы». Документ актуализируется ежегодно.*

Саратовская ГЭС, правый берег Волги

в экономике страны и относится к документам среднесрочного планирования. Ценность данного документа, среди прочего, обусловлена прогнозированием спроса на электрическую энергию и мощность на территории Российской Федерации в рамках семилетнего периода, позволяющего выработать эффективные решения по его удовлетворению. Прогноз спроса используется в таких серьезных экономических процессах как определение состава необходимых генерирующих мощностей на 6 лет вперед, что позволило перейти на долгосрочный конкурентный отбор мощности с шестилетней перспективой, при проведении которого используется значение спроса из схемы и программы развития Единой энергетической системы России.

Балансы электрической энергии и мощности ЕЭС России

Одна из первостепенных задач, стоящих перед энергетической отраслью, это прогнозирование спроса, в целях обеспечения надежности и эффективности энергоснабжения в долгосрочной перспективе.

На графике (Рис. 1) представлена динамика потребления электроэнергии Единой энергетической системы России в соответствии с генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года. Согласно представленной диаграмме, рост электропотребления прогнозируется в среднем на 1,5% в год, что аналогично предыдущим 2–3 годам. Рост спроса на 1,5% означает,

Рис. 2.1. Изменение структуры генерирующих мощностей ЕЭС России в соответствии с генеральной схемой

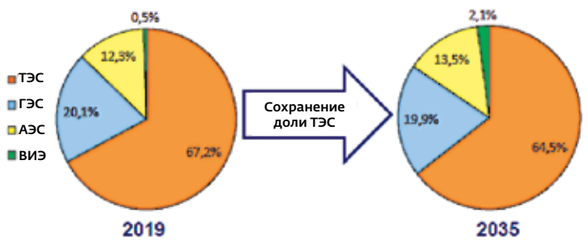


Рис. 2.2. Структура установленной мощности в СНГ

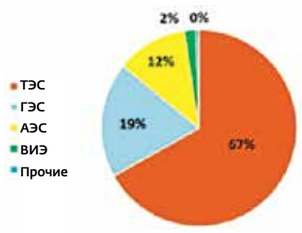
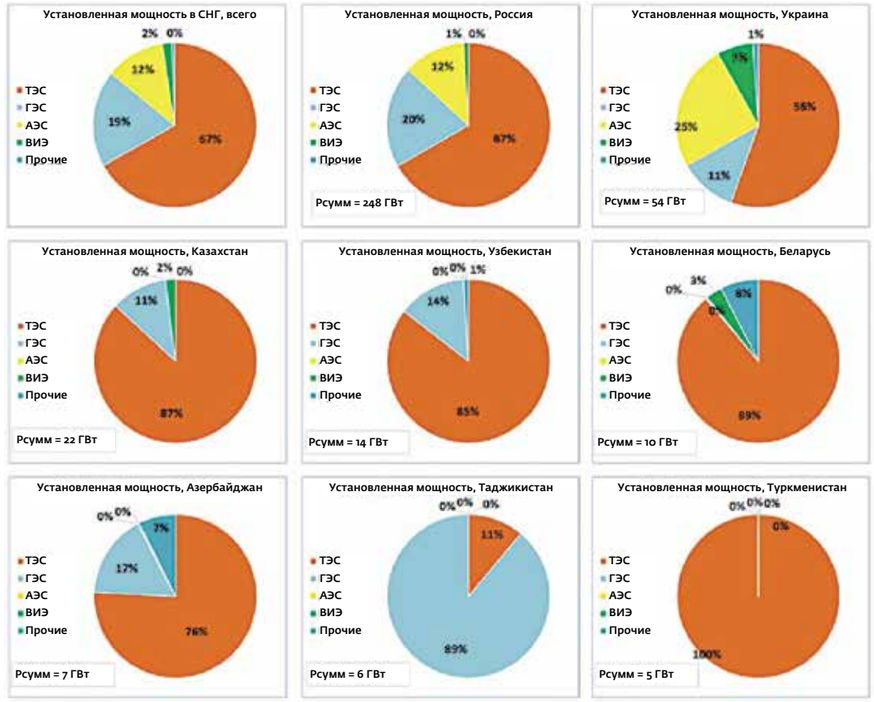


Рис. 2.3



что к 2035 году потребление вырастет на треть и составит порядка 1325 млрд кВт·ч в год. Объем мощности ЕЭС России на настоящий момент составляет 243 ГВт, что позволяет обеспечить текущий спрос на электроэнергию с учетом необходимого резерва, однако для покрытия растущего объема спроса в будущем потребуется ввод десятка ГВт дополнительных мощностей.

Если, в соответствии с утвержденной генеральной схемой, провести сравнительный анализ изменения структуры генерирующих мощностей ЕЭС России в 2019 и 2035 годах, то можно увидеть, что несмотря на активное строительство объектов ВИЭ, значимой разницы не наблюдается (Рисунок 2.1). ТЭС будут продолжать превалировать в энергобалансе страны (67,2%->64,5%). К 2035 году эти станции по-прежнему останутся основой российской электроэнергетики. Кроме того, останется существенная доля АЭС (12,2% ->13,5%) и ГЭС (20,1% -> 19,9%).

Стоит отметить, что структура генерации Российской Федерации похожа на общую структуру генерации СНГ (Рисунок 2.2), несмотря на то, что в некоторых странах могут преобладать не тепловые станции, а ГЭС (Таджикистан, Киргизия и Армения), а в некоторых странах (Туркмения, Казахстан, Узбекистан, Беларусь, Молдавия) 90 и более процентов установленной генерирующей мощности составляют тепловые электростанции (Рисунок 2.3).

Первый инвестиционный цикл обновления мощностей (ДПМ-1): итоги

За последние 10 лет в рамках масштабной программы ДПМ-1 было введено в эксплуатацию более

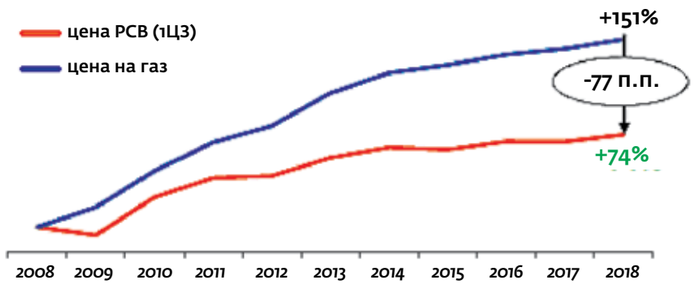


Рис. 3. Сравнение динамики роста цены на газ и электрическую энергию в России

40 ГВт новых генерирующих мощностей (30 ГВт из которых это тепловые станции), объем инвестиций в электроэнергетику составил порядка 3 трлн рублей.

Анализ изменения структуры генерирующих мощностей ЕЭС России в 2019 и 2035 годах показывает, что значимой разницы не наблюдается

Ввод новых мощностей, несомненно, привел к положительным эффектам как для отрасли, так и для экономики страны. За последние годы удельный расход условного топлива снизился на 7% за счет ввода парогазовых установок. Также, если проследить динамику роста цены на газ и электрическую энергию в первой ценовой зоне (Рисунок 3), то на протяжении десяти лет, начиная с 2008 года (ввод первых объектов ДПМ-1), темпы роста цены на газ почти в два раза превышают темпы роста цены на электроэнергию.

Следует отметить, что все новые мощности были построены в рамках инвестиционных контрактов. Данный механизм использовался для привлечения в отрасль негосударственных инвестиций на рыночных, взаимовыгодных для компаний и банков условиях. При этом, договоры по программе ДПМ-1 имели разную дискретность: для тепловой генерации такие договоры носили 10-летний характер, для атомных станций – 15-летний. В соответствии с условиями контрактов инвесторы были обязаны построить станции в конкретных локациях с определёнными характеристиками, несли штрафы и негативные последствия в случае просрочки даты ввода или ввода в эксплуатацию станций с несоответствующими параметрами, в том числе меньшего объёма. При этом со стороны потребителей гарантировался возврат инвестированных средств с нормой доходности.

Необходимость обновления мощностей

На основании текущих документов перспективного планирования также можно сделать вывод, что энергосистему Российской Федерации ждут еще важные изменения и инвестиционные решения. Благодаря генеральной схеме можно проследить нарастающий процесс устаревания мощностей: к 2025 году уже более половины тепловых мощностей исчерпают парковый ресурс, к 2035 году

Рис. 4. Динамика вводов/выводов генерирующих мощностей

критическое количество тепловых станций будут работать за пределами паркового ресурса – 129 ГВт. Такая тенденция позволила принять решение о необходимости запуска нового цикла обновления мощностей.

В соответствии с графиком динамики ввода/вывода генерирующих мощностей (Рисунок 4) в период с 2008 по 2018 год в России выводы из эксплуатации генерирующего оборудования сопровождалось новыми вводами в рамках программы ДПМ-1, в то время как уже на рубеже 2019 года, ввиду окончания программы, выводы начинают значительно опережать вводы, таким образом, что к 2021 году суммарный объем выводов генерирующих мощностей превысит 25 ГВт.

Понимая серьезность вышеуказанной проблемы, еще в 2017 году по поручению президента Российской Федерации[4] в России начали разрабатывать программы масштабного обновления генерирующих мощностей. Среди прочего, указанный перечень содержал требование о разработке программы модернизации с учетом обеспечения сдерживания роста тарифов на электроэнергию на уровне не выше инфляции (п. 1а). Как следствие, 2019 год стал годом старта важной программы модернизации тепловой генерации РФ: была принята не только нормативная база, регулирующая правила модернизации, но также проведен конкурсный отбор проектов модернизации на период с 2022 по 2025 год включительно.

В результате в 16 субъектах РФ было отобрано 70 объектов модернизации совокупным объемом порядка 15 ГВт. В результате реализации только этой части программы будет привлечено порядка 158 млрд рублей инвестиций. Можно отметить высокую конкуренцию на прошедших отборах: объем заявок в 2,5 раза превышал объем, подлежащий модернизации. В следствии чего, сложившаяся одноставочная цена конкурсного отбора составила 1,8 рублей/кВт·ч, что ниже одноставочной цены оптового рынка энергомощности в 2 раза.

Программа действует таким образом, что 85% объемов определяются на конкурсной основе, а в отношении 15% мощностей решение принимает правительственная комиссия Российской Федерации. Это позволяет стратегически важным проектам, которые являются дорогими и не могут конкурировать, также быть реализованными. Всего же в рамках программы модернизации планируется обновить до 2031 года 40 ГВт мощностей. По аналогии с ДПМ-1 потребителями будут заключены долгосрочные контракты со сроком поставки 16 лет, в течении которых генераторам также возвращают вложенные инвестиции вместе с установленной регулируемой нормой доходности.

[4] *Перечень поручений президента Российской Федерации по итогам совещания по вопросам развития электроэнергетики от 14 ноября 2017 года Пр-2530.*

ЛЭП, Германия

Стоит отметить, что в отборе на модернизацию собран весь положительный опыт иных отборов. На конкурс допускается востребованное оборудование (включено не менее 40% в год), в отношении которого превышен парковый ресурс. Установлен прайс-кэп на затраты по различному виду работ, что позволяет не допустить чрезмерную нагрузку на потребителя, стоит отметить, что на прошедших конкурсах высокая конкуренция позволила снизить размер затрат в заявке в 3 раза относительно предельных. Единый конкурс для всех типов оборудования тепловой генерации, но с высокими требованиями по локализации, что должно дать толчок развитию промышленности в стране.

Создание единых стратегических документов развития электроэнергетики стран СНГ позволит всем членам содружества формировать оптимальные структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства

ВИЭ и Парижское соглашение: взаимосвязь с национальными целями развитых стран

Продолжая тему конкурсных отборов проектов строительства новых мощностей, важно отметить программу развития строительства генерирующих объектов, функционирующих на возобновляемых источниках электрической энергии, которая также была реализована в рамках перспективного планирования. На данный момент по конкурсному механизму отобрано порядка 5 ГВт мощностей ВИЭ (солнце, ветер, малые ГЭС), в отношении которых также применяются требования по локализации, а цена контракта зависит от выработки соответствующего генерирующего объекта ВИЭ.

Тема ВИЭ тесно связана с Парижским соглашением по климату, которое было принято 12 декабря 2015 года по итогам 21-й конференции Рамочной конвенции об изменении климата (РКООНИК) в Париже и должно вступить в силу в 2021 году. Предполагается, что документ придет на смену принятому в 1997 году Киотскому протоколу (посвящен стабилизации выбросов парниковых газов). Документ подписали 175 стран (в том числе все страны СНГ). Они выстраивают, или уже сформировали национальные цели с учетом Парижского соглашения, которые найдут отражение, в том числе, в энергетических стратегиях.

Вывод

На основании положительного опыта использования перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации, видится, что создание единых стратегических документов развития электроэнергетики стран СНГ позволит всем членам Содружества формировать оптимальные структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, предотвращать прогнозируемые дефициты электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами, прогнозировать спрос на топливо и экологические последствия влияния развития электроэнергетики.

ТЭЦ, Интер РАО

В.В.БУШУЕВ, Н.И.ВОРОПАЙ
V.V. BUSHUEV, N.I. VOROPAY

УДК 621.311.1

ПЛАН ГОЭЛРО:
ИТОГИ И УРОКИ

Виталий Васильевич БУШУЕВ –
генеральный директор
Института энергетической
стратегии, д. т. н., профессор,
e-mail: vital@df.ru

Vitaly V. BUSHUEV –
Director General with Institute
for Energy Strategy, President of
the Laboratory «Energy Initiative»,
professor, Doctor of Engineering,
e-mail: vital@df.ru

Николай Иванович ВОРОПАЙ –
научный руководитель Института систем
энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН,
член-корреспондент РАН,
доктор технических наук, профессор,
e-mail: voropai@isem.irk.ru

Nicolay Ivanovich VOROPAY –
academic adviser, Melentiev Energy Systems
Institute Siberian Branch of the Russian Academy
of Sciences, Corresponding Member, Russian
Academy of Sciences, D.Eng.Sc, Professor,
e-mail: voropai@isem.irk.ru

GOELRO PLAN:
RESULTS AND LESSONS

Аннотация. Рассматриваются условия разработки плана ГОЭЛРО как комплексной программы развития народного хозяйства России на базе электрификации промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Обсуждаются три фактора, которые легли в основу плана ГОЭЛРО: целенаправленность – максимальный результат при минимальных усилиях; электрификация – движущая сила развития экономики страны; масштабы плана – необходимость и возможность. Анализируются основные положения комплексно-энергетического метода Г. М. Кржижановского, которые использовались при разработке плана ГОЭЛРО и на основе которых в последующем было сформулировано научное направление системных исследований в энергетике.

Ключевые слова: план ГОЭЛРО, электрификация, комплексно-энергетический метод, системные исследования в энергетике.

Общие положения

Применительно к российской энергетике, по-видимому, нет документа, на который бы в научной, производственной и политической литературе ссылались чаще, чем на план ГОЭЛРО – государственный план электрификации России. План ГОЭЛРО был одобрен в декабре 1920 года VIII Всероссийским съездом Советов.

Однако этот документ не был простой политической декларацией. Вслед за политическим одобрением съездом Советов, план ГОЭЛРО в октябре 1921 года был детально рассмотрен на VIII Электротехническом съезде, а в декабре 1921 года – принят постановлением Совета народных комиссаров и утвержден IX Всероссийским съездом Советов. Это придало плану необходимую силу закона.

По плану ГОЭЛРО за 10 лет необходимо было построить 30 районных электростанций с суммарной установленной мощностью 1,75 млн кВт

Такое внимание руководства страны к плану ГОЭЛРО было обусловлено тем, что это был план развития не только энергетики и даже не просто общеэкономический народно-хозяйственный план. Это был «план создания материальной основы социализма в нашей стране на базе электрификации, первый государственный план восстановления и реконструкции народного хозяйства Советской России на высшей технической основе», – писал позже Г.М. Кржижановский, руководитель комиссии по разработке плана ГОЭЛРО.

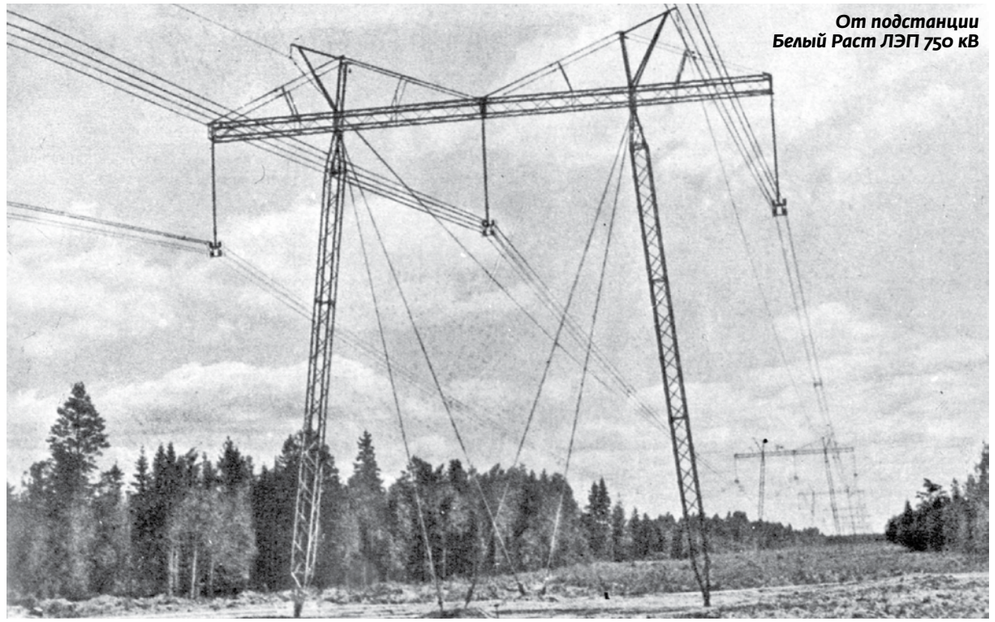
Понаслышке о плане ГОЭЛРО в большей или меньшей мере знают многие, но, к сожалению, читали сводный том плана немногие (650 страниц текста с картами и схемами). В 1920 году план был напечатан и роздан делегатам Съезда весьма ограниченным тиражом из-за элементарной нехватки бумаги, а переиздан только через 35 лет – в 1955 году. Третье издание плана ГОЭЛРО вышло в свет еще через 50 с лишним лет – в 2006 году [1]. Последнее издание дает возможность современному читателю обратиться к первоисточнику, который является не отраслевой программой, а одновременно стратегией и планом переустройства России как социально ориентированной индустриальной державы, планом (говоря современным языком) ее «модернизации» и «инновационного развития».

В то время именно электрификация была тем принципиально новым фундаментом, который обеспечивал переход страны на рельсы индустриализации и коллективизации как основы передовой для того времени системы хозяйствования. В отличие от «плана» Троцкого (тезисы 1919 года) «хозяйственного возрождения России на основе массового применения к обломкам довоенной промышленности труда неквалифицированной крестьянско-рабочей массы (трудармии)» план ГОЭЛРО был комплексным техническим, финансовым и социальным планом качественного возрождения России.

Abstract. Taking into account the conditions in considered period of 1920th, GOELRO plan was as the comprehensive program of Russian economy development based on electrification of industry, transport and agricultural sector. Three factors are discussed, which were accepted as the basis of GOELRO plan: targetness – maximum of results in minimum activity; electrification as the motive force of development of the country economy; scales of plan – necessity and possibility. There are under analysis main points of G. M. Krzhyzhanovsky' comprehensive energy method, which were used during GOELRO plan creation and based on which scientific problem of system research in energy was formed during next period.

Keywords: GOELRO plan, electrification, comprehensive energy method, system research in energy.

Очень важно сейчас проследить преемственность и исторический генезис (развитие) энергетической политики России и бывшего СССР, которая со временем все меньше представлялась социально ориентированной государственной политикой, становясь все в большей мере отраслевым набором документов. Нельзя сказать, что энергетика утратила свою фундаментальную роль в социально-экономическом развитии страны.



От подстанции Белый Раст ЛЭП 750 кВ

Наоборот, за последние годы существенно возросла доля топливно-энергетического комплекса в формировании макроэкономических показателей (бюджет страны, экспорт и внутренний валовой продукт). Но при этом, за «лесом» общегосударственных цифр перестали просматриваться «деревья» показателей, определяющих блага конкретному человеку. А между тем, социально-ориентированный характер энергетики как инфраструктурной отрасли экономики приобретает все большее значение в качестве современной парадигмы развития и функционирования топливно-энергетического комплекса и его составляющих систем энергетики. Актуализации этой парадигмы способствуют цифровизация и интеллектуализация отраслей экономики и социальной сферы, существенно повышая требования к надежности энергоснабжения потребителей и качеству поставляемой им энергии. Однако реально современные энергетические стратегии до 2010, 2020 и 2030-х годов, утвержденные в свое время правительством Российской Федерации, как и ранее принятые энергетические программы СССР, не стали общенациональным достоянием, как это было в отношении плана ГОЭЛРО.

> План ГОЭЛРО является не только отраслевой программой, но и стратегией переустройства России как социально ориентированной индустриальной державы, планом ее модернизации и инновационного развития

В связи с этим, целесообразно вернуться к анализу той социальной направленности плана, которая и формировала требования к соответствующему развитию энергетики.

Три ключевых фактора как основа плана ГОЭЛРО [2]

Целенаправленность: максимальный результат при минимальных усилиях. Авторы документа писали в 1920 году: «Целью всякой хозяйственной деятельности является достижение наибольших результатов при наименьших усилиях, то есть максимальная ее производительность». Это очень созвучно нынешним призывам власти к повышению эффективности экономики (системы хозяйствования) за счет снижения затрат (энерго- и ресурсосбережение).

В плане ГОЭЛРО подчеркивается, что производительность (сейчас – эффективность) достигается, во-первых, за счет интенсификации труда (ныне это забыто); во-вторых, путем механизации и электрификации; в-третьих, посредством рационализации и организации труда (сегодня – использования инноваций и структурных реформ на межкорпоративном и внутрикорпоративном уровнях).

Как видим, новое – это хорошо забытое старое. И формируя новые предложения к модернизации экономики страны, полезно понять, как это предлагали делать 100 лет назад на базе электрификации, оценить, что из этого опыта можно и нужно взять на вооружение сегодня.

Электрификация – движущая сила развития экономики страны. В начале индустриализации России электрификация была текущим и перспективным средством решения задачи создания новой экономики и нового общества. «Составить проект электрификации России – это означает ... построить основные леса для реализации единого государственного плана народного хозяйства» – писали авторы плана ГОЭЛРО. Взамен «восстановления главнейших элементов нашей прошлой экономики» план ГОЭЛРО предлагал ее полное переустройство, масштабное наращивание электрического хозяйства страны преимущественно за счет крупных для того времени тепловых и гидроэлектростанций.

> Предполагалось электрифицировать до 90% всей промышленности России, масштабы которой росли очень быстрыми темпами вследствие перехода на рельсы индустриализации страны

По плану ГОЭЛРО за 10 лет необходимо было построить 30 районных электростанций с суммарной установленной мощностью 1,75 млн кВт. Для сравнения, в 1916 году (до разрухи, вызванной Октябрьской революцией и Гражданской войной) в России насчитывалось около 250 электростанций общего пользования и около 6000 частных фабрично-заводских электростанций общей установленной мощностью 1,5 млн кВт, то есть требовалось не только удвоить установленную мощность, а сделать это за счет резкого роста единичной мощности агрегатов и электрических станций. Если действовавшие в то время электростанции имели среднюю единичную мощность 200–250 кВт, то новые – 60 тысяч кВт. Это был гигантский количественный скачок, создающий качественно новый эффект за счет концентрации мощностей электрических станций.

Но главное, названные цифры не были придуманы «кремлевскими мечтателями», они основывались на том, что может и должна дать электрификация всех экономических районов России и всех отраслей промышленности и транспорта. Предполагалось электрифицировать до 90% всей промышленности, масштабы которой росли быстрыми темпами вследствие перехода на рельсы индустриализации страны.

Для каждого из восьми экономических районов были приняты направления и масштабы промышленного производства, требующие соответствующего уровня электрификации. Так, главнейшим богатством Уральского экономического района, определяющим его роль в народно-хозяйственной жизни страны, были признаны его полезные ископаемые; для Южного экономического района – добыча угля и производство чугуна; для Центрально-промышленного района – добыча железной руды, торфа и развитие текстильной промышленности на базе местного льна и привозного хлопка; для Северного экономического района – лесное хозяйство; для Кавказского экономического района – горное дело и сельское хозяйство.

Установка электростолбов в деревне. 1927 год

Электрификация

Одновременно для каждого экономического района был намечен план его не только промышленного, транспортного, сельскохозяйственного, но и социального развития. Например, был план строительства и электрификации основных железных дорог. «Электрическая сверхмагистраль

обращается в широкую культурную полосу, по оси которой движется мощный поток товаров, что позволяет в 2,5–3 раза повысить экономическое сближение страны, а рядом – формировать новые поселения и предприятия». Рассматривались также перевозки по водным путям с учетом особенностей грузовых потоков. Так, к железным дорогам тяготеют хлеб и каменный уголь, к водным путям – лес и нефть. И уже тогда встал вопрос о развитии автомобильного транспорта и нефтепроводов.

Электрификация железнодорожного транспорта требовала не только развития электрических мощностей, но и создания принципиально нового оборудования – электровозов, гидроэлектрических силовых установок, электрических погрузочных кранов, дизелей.

Для каждого из обрабатывающих производств в текстильной, бумажной, химической, лесоперерабатывающей промышленности были определены не только необходимые объемы электрификации, высвобождающие рабочие руки для развития новых отраслей, но и дана схема размещения этих производств и соответствующих объектов электроснабжения – источников электроэнергии, линий электропередачи, оборудования подстанций.

Много внимания разработчики плана ГОЭЛРО уделили развитию и электрификации сельского хозяйства. Был проведен детальный анализ плюсов

ЛЭП, СССР

ЛЭП, СССР

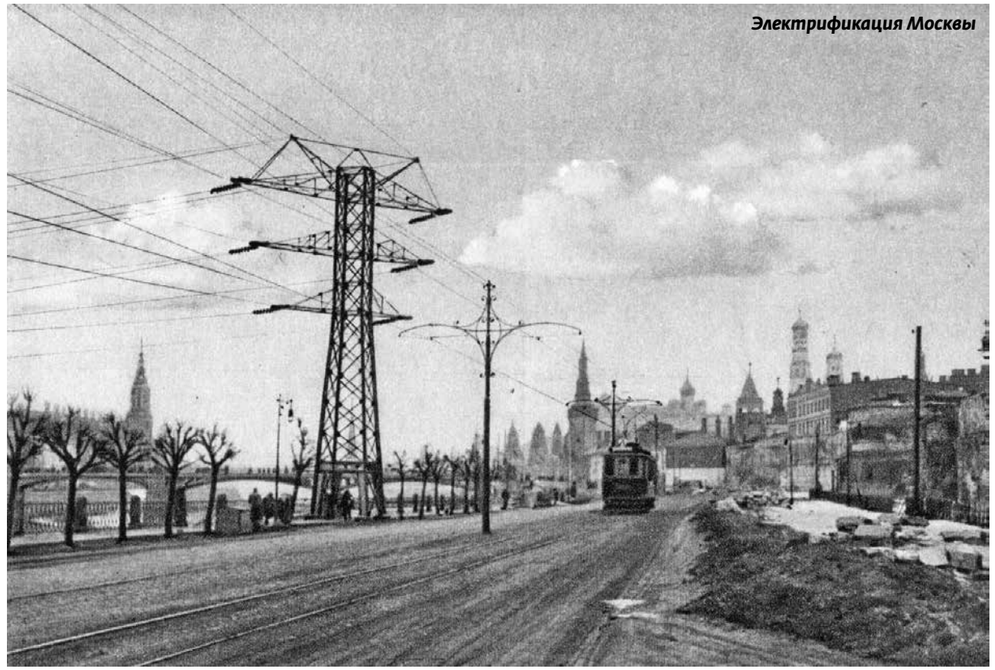
и минусов российского земледелия с учетом климата, плодородия почв, структуры посевов, на основании которого авторы убедительно показывают, что именно «электрификация является надежным орудием концентрации ... в применении к крупным производственным единицам». «Электричество может сослужить колоссальную работу по быстрейшему изживанию зияющего противоречия между новым городом и новой деревней».

Для электроснабжения всех потребителей по каждому из экономических районов были разработаны планы развития энергетических мощностей, их топливообеспечения, либо оценены запасы водных ресурсов, а также составлены карты электрических связей между электростанциями и потребителями. Для большинства районов были приведены детальные пообъектные характеристики как оборудования электростанций, так и силовых установок потребителей: котлов и питательных насосов, паропроводов и турбогенераторов, трансформаторов, электрических столбов и меди для проводов, тракторов и лампочек, электровозов и водопроводных установок.

Сегодня такую детализацию: сколько, где и каких построить электростанций и подстанций, железных дорог и водных каналов; сколько на это потребуется материалов, рабочих рук и денег – трудно даже себе представить. Конечно, масштабы

сейчас совершенно другие. Но подобной детализации нет не только в энергетической стратегии и генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики, но и в местных энергетических программах и даже в сводных проектных материалах. А тогда это было сделано менее чем за год силами экспертов комиссии по разработке плана ГОЭЛРО, в состав которой входили 20 человек, а привлечено к работе было свыше 200 представителей науки и техники.

Планов «громадье» – необходимость и возможность. Для реализации намеченных задач развития экономики страны нужно было колоссальное по тому времени развитие новых энергетических источни-


Электрификация Москвы

ков. И план ГОЭЛРО основывался на максимально возможном использовании всех имеющихся энергетических ресурсов: воды и угля, торфа и дров, нефти и горючих газов. При этом первостепенное внимание уделялось местным ресурсам и региональной (районной) энергетике, а также необходимому развитию энергомашиностроения и электротехнической промышленности, находящихся в то время в сильной зависимости от зарубежных поставок.

В 1916 году основой топливоснабжения России были дрова, покрывавшие 60% потребления, и донецкий уголь, обеспечивавший 26% общих потребностей. План ГОЭЛРО сделал ставку на интенсивное развитие гидроэнергетики. Авторы плана, проведя кадастр всех имеющихся отечественных гидроресурсов, предложили объемную программу строительства гидроэлектростанций общей мощностью 1 млн кВт (ДнепроГЭС мощностью 558 тысяч кВт; Волховской ГЭС с первой очередью 60 тысяч кВт; каскад Свирских ГЭС – 200 тысяч кВт; и др.).

Суммарная мощность районных тепловых электростанций по плану ГОЭЛРО должна была составить 1,75 млн кВт, однако достигла 3 млн кВт. К началу Великой Отечественной войны общая мощность всех электростанций страны составляла 11,2 млн кВт, а годовое производство электроэнергии превышало 48 млрд кВт·ч. В конце 1941 года почти половина всех действующих мощностей была выведена из строя, тем не менее к маю 1945 года энергетический потенциал страны был восстановлен полностью, а к 1952 году – удвоен.

Темпы энергетического строительства, заложенные в плане ГОЭЛРО, сохранились и в дальнейшем. Так, суммарная мощность всех электростанций Советского Союза на конец 1990 года составила 341 млн кВт, в том числе в Российской Федерации – 213,3 млн кВт; было выработано электроэнергии 1,19 трлн кВт·ч и 1,08 трлн кВт·ч соответственно.

Вследствие общего экономического спада и падения спроса потребление электроэнергии к 2000 году снизилось до 862 млрд кВт·ч (на 20%

по сравнению с 1990 годом). И даже сегодня по оценкам на 2018 год электропотребление, равное 1090 млрд кВт·ч, едва достигает уровня 1990 года.

Именно сейчас в условиях, когда темпы развития электроэнергетики, с одной стороны, резко снизились, а с другой стороны, спрос диктует экономика, опыт ГОЭЛРО особенно важен, и скорее не как оценка «громадья» планов, которая была необходима в тот исторический отрезок времени, а как документ комплексного сбалансированного развития энергетики и всего народного хозяйства. В тот период именно электрификация всех отраслей экономики и социальной сферы была единственно верным стержнем модернизации страны. Сейчас таким стержнем могла бы стать цифровизация производственных процессов в промышленности, на транспорте, в сфере обслуживания и в быту, которая уже активно внедряется и формирует существенно повышенные требования к надежности электроснабжения «цифровых» потребителей и качеству поставляемой им электроэнергии. Очевидно, что этих «цифровых» потребителей должна обслуживать «цифровая» электроэнергетика.

В 20-х годах прошлого века электрификация была базой индустриального возрождения России, при этом план ГОЭЛРО исходил из того, что можно и нужно сделать для развития промышленности и сельского хозяйства на качественно новой основе – повышения электровооруженности и производительности труда. Принципиальное отличие нынешнего времени от прошлого периода заключается в том, что сегодня базовой установкой развития электроэнергетики является повышение благосостояния людей, т. е. электроэнергетика приобретает потребительски ориентированный смысл. Но дело не в простом наращивании объемов производства электроэнергии, а в повышении эффективности ее использования. Электроэнергетика хотя и является инфраструктурной базой экономического и социального развития страны, но это не механическое увеличение душевого энергопотребления. Не дефицит мощностей, а энергорасточительство является угрозой номер один. Поэтому предстоит одновременно решать две отчасти противоречивые задачи.

> К началу Великой Отечественной войны общая мощность всех электростанций страны составляла 11,2 млн кВт, а годовое производство электроэнергии превышало 48 млрд кВт·ч

Во-первых, обеспечивать энергетическую безопасность России и ее регионов, понимая под этим ресурсную достаточность поставок и надежность электроснабжения, экономическую доступность таких поставок для потребителей и технологическую (в том числе экологическую) допустимость производства электроэнергии.

Во-вторых, заботиться об энергетической эффективности, имея в виду при этом энергосбережение, снижение инвестиционной нагрузки и модернизацию электроэнергетики не в количественном, а в качественном выражении – на базе инновационных технологий построения «интеллектуальной» энергетики.

Северодвинская ТЭЦ. Пробный пуск эстакады. 1926 год

Комплексно-энергетический метод Г. М. Кржижановского и его развитие

Методический аппарат, заложенный в плане ГОЭЛРО, как и сам план, был уникальным для того времени и развивался в последующие десятилетия. Его основу составил комплексно-энергетический метод, разработанный Г. М. Кржижановским и его школой. Основные признаки комплексно-энергетического метода в плане ГОЭЛРО заключаются в следующем [3]:

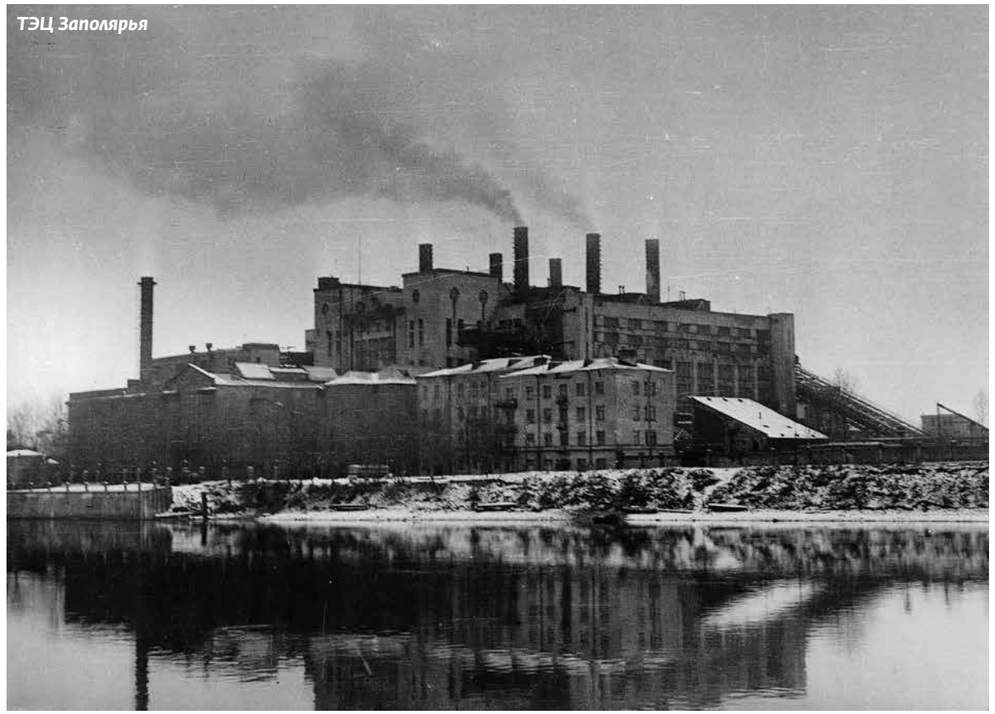
1) из всего многообразия плановых задач внимание сконцентрировано на одной, решение которой обещало наибольший экономический эффект, позволяло объединить все звенья экономической цепи, – на задаче электрификации страны;
2) в отношении конечной цели сформулированы конкретные уровни ее достижения – программы А и Б;
3) введен критерий экономической эффективности при формировании и реализации названных программ: «... с минимумом затрат, с наиболее точным учетом расходуемой энергии ... оплодотворять ею все подразделения народного хозяйства»;
4) тщательно разработан комплекс мероприятий по реконструкции производства на базе электрификации, по развитию отраслей экономики и внешних экономических связей, необходимых для реализации намеченных программ.

Суть этого метода состоит в рассмотрении энергетики как единого целого – «... от источников энергетических ресурсов до приемников энергии включительно». Для обеспечения пропорциональности развития энергетики этот метод использовал достаточно сложную систему балансовых таблиц, охватывающих основные звенья энергетического хозяйства и разные уровни иерархии – от энергетических балансов установок и предприятий до топливно-энергетических балансов районов и страны в целом.

Вторым важным элементом комплексно-энергетического метода послужила разработанная в тот же период методика экономического сравнения вариантных решений, позволяющая обеспечить если не оптимальность, то по крайней мере рациональность развития энергетики. Эта методика давала, во-первых, системные правила приведения вариантов к сопоставимому виду посредством применения категории замыкающего энергетического объекта. Во-вторых, она регламентировала соизмерение с экономических позиций единовременных (капитальных) и текущих издержек – посредством нормативов сначала срока окупаемости, а затем коэффициента эффективности капиталовложений. Позднее эта методика была развита в направлении учета разновременных затрат с введением нормативного коэффициента реновации (приведения затрат во времени).

Балансовый метод в сочетании с комплексно-энергетическим подходом, подкрепленный методами экономического сравнения вариантов (оценки экономической эффективности капиталовложений) служил мощным средством системного анализа энергетики в течение всего периода некомпьютерной обработки информации.

Электромонтер, Биробиджанский район, колхоз Ройтэ Сопкэ, 1935 год


ТЭЦ Заполярья

Массовое использование электронных вычислительных машин (ЭВМ) и сопутствовавшее этому широкое применение численных математических методов (прежде всего математического программирования) дали рассматриваемому подходу более адекватный инструментарий – методы математического моделирования и имитации обосновываемых решений на ЭВМ. Помимо очевидных выгод, связанных с автоматизацией вычислительной работы, это позволило придать подходу новые качества (помимо четырех, описанных выше при характеристике комплексно-энергетического метода) и послужило основой сформулированного Л. А. Мелентьевым научного направления системных исследований в энергетике, базирующихся на методологии системного подхода и использующих аппарат системного анализа [4]:

- непосредственное описание (в виде соответствующих математических моделей) и учет в исследованиях известных (познанных) причинно-следственных связей рассматриваемой системы или явления;
- структуризация исследуемой проблемы в виде определенной иерархии подпроблем и соответствующей иерархии моделей с установлением четких взаимосвязей между ними;
- необходимость создания достаточно полной и унифицированной (методически совместимой) информационной базы, также упорядоченной по иерархическому принципу;
- непосредственный учет фактора неоднозначности исходной информации, т. е. разработка соответствующих методов обоснования решений в условиях неопределенности;
- возможность организации благодаря «проигрыванию» на компьютере творческого осмысливания специалистами разных аспектов изучаемой проблемы (вариантов принимаемого решения) и тем самым органичной интеграции опыта специалиста и возможностей компьютера.

Суммарная мощность районных тепловых электростанций по плану ГОЭЛРО должна была составить 1,75 млн кВт, однако достигла 3 млн кВт

В США и других странах для обоснования развития электроэнергетики был разработан и активно использовался во второй половине XX века подход, аналогичный системным исследованиям в энергетике и названный интегрированным планированием ресурсов [5 и др.]. Принципиальной целью интегрированного планирования ресурсов является минимизация долгосрочных общественных затрат на удовлетворение потребности в электроэнергии. Использование термина «интегрированное» выделяет ориентацию подхода на комплексный анализ и сопоставление на равноправной основе всех доступных вариантов решения проблемы электроснабжения региона, обслуживаемого энергокомпанией, с учетом всех видов ресурсов и эффектов их использования, не ограничиваясь ресурсами самой компании по наращиванию производства электроэнергии.

План ГОЭЛРО сделал ставку на развитие гидроэнергетики. Авторы плана предложили программу строительства ГЭС общей мощностью 1 млн кВт

В результате либерализации и дерегулирования электроэнергетики, как методология системных исследований в энергетике в России, так и основные идеи интегрированного планирования ресурсов в США и других странах, были незаслуженно забыты лицами, принимающими решения. И на уровне энергетических компаний, и при рассмотрении межотраслевых проблем развития энергетики, очень часто у нас в стране выпускаемые материалы включают бессистемный набор предлагаемых мероприятий.

Учитывая эти обстоятельства, пользующийся мировой известностью Electric Power Research Institute (EPRI) в США предложил идеологию холистического планирования [6]. «Холистический» означает «цельный», рассматривающий объект (систему) как единое целое, с комплексных позиций, а не по частям. Приведенные в [6] основные принципы холистического планирования развития ЭЭС очень созвучны базовым идеям интегрированного планирования ресурсов, но с учетом особенностей структурных и институциональных преобразований в электроэнергетике.

В этом плане методические принципы системных исследований в энергетике оказались более гибкими и могут быть применены с незначительными корректировками к современным либерализованным и дерегулированным ЭЭС и к энергетике в целом. Соответствующие компьютерные средства разработаны и продолжают развиваться, однако спрос на них пока очень ограничен.

Выводы

1. Учиться у наших предшественников-энергетиков, разработавших и осуществивших план ГОЭЛРО, надо, но не букве и цифре долгосрочного планирования, а органичной комплексности и сбалансированности всех аспектов подхода к той или иной проблеме прогнозирования.
2. Системный подход и системный анализ комплексного долгосрочного развития электроэнергетики с учетом других отраслей топливно-энергетического комплекса, трансформируясь в деталях под влиянием новых факторов структурного, технологического, институционального и др. характера, на всех этапах формирования и развития электроэнергетики оставался эффективной методологией обоснования развития этой важной инфраструктурной отрасли экономики.
3. В настоящее время с учетом трансформации электроэнергетики и ЭЭС под влиянием массового использования инновационных «силовых» и информационно-управляющих технологий назрела необходимость систематического применения модернизированной системной методологии обоснования соответствующих перспективных решений и использования такого обновленного комплексного подхода при формировании документов, определяющих облик будущих ЭЭС.

Работа выполнена частично по проекту № III.17.4.2 программы государственного задания фундаментальных исследований СО РАН.

Использованные источники

1. *Энергетика России: 1920–2020 гг. Том 1: план ГОЭЛРО. М.: ИД «Энергия», 2006. – 1067 с.*
2. *Бушуев В. В. От плана ГОЭЛРО – к энергетической стратегии России / Инновационная электроэнергетика – 2.0 / Отв. ред. В. М. Батенин, В. В. Бушуев, Н. И. Воропай. М.: ИД «Энергия». С. 11–18.*
3. *Кржижановский Г. М., Вейц В. И., Русаковский В. А. Топливно-энергетический баланс // Вестник статистики, 1932, № 7. С. 1–8.*
4. *Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983. – 456 с.*
5. *Neelakanta P.S., Arsali M. H. Integrated resource planning using segmentation method based on dynamic programming // IEEE Transactions on Power Systems, 1999, Vol. 14, No. 1, pp. 375–385.*
6. *Lee S. T. Holistic planning of an electric power system for reliability, economic efficiencies and acceptable environmental impact // IEEE Power and Energy Magazine, 2007, Vol. 5, No. 5, pp. 24–35.*

А.С. КАРПОВ

БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ ГАЗОМ – 5 ЛЕТ:

РЕЗУЛЬТАТЫ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Антон Сергеевич КАРПОВ –
вице-президент СПБМТСБ

В октябре 2019 года исполнилось 5 лет с момента запуска торгов газом на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже. Пять лет – знаковый период, позволяющий отчетливо увидеть главные изменения, сравнить макросостояние рынка и уровень развития инфраструктуры в начале периода и сейчас, после пяти лет напряженной работы, сравнить задачи, которые стояли перед рынком в то время, и сделать вывод о том, что удалось решить, а что требует дальнейшего совершенствования.

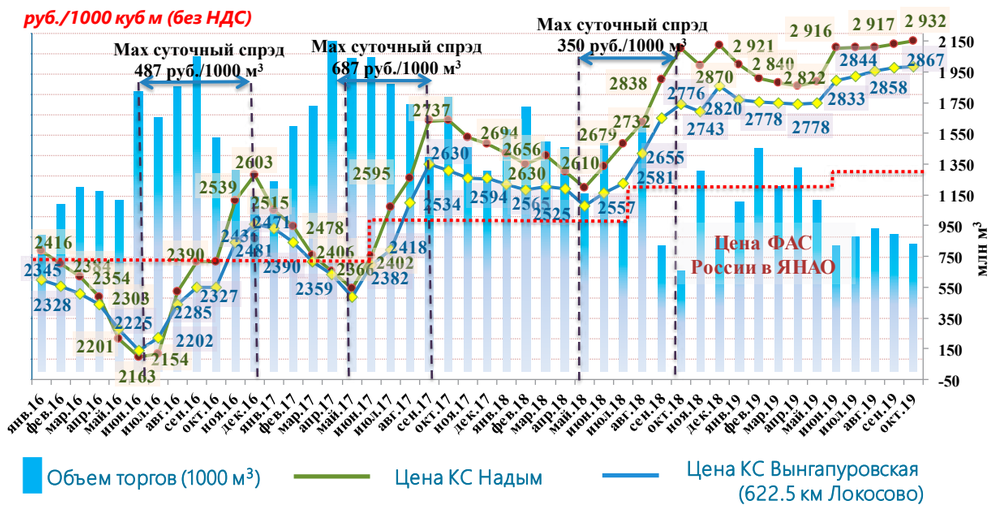
Что из себя представлял исходный рынок? Как результат реформ в газовой сфере 1996–2000 годов, примерно третью часть объемов промышленного потребления обеспечивали независимые производители газа. В отличие от «Газпрома» эти поставщики могли продавать газ потребителям по нерегулируемым ценам, а «Газпром» осуществлял транспортировку их объемов по газотранспортной системе, взимая регулируемый тариф. Покупатели могли теоретически выбирать – покупать газ у «Газпрома» по регулируемой цене, или покупать газ у независимого поставщика, а за «Газпромом» оставались лишь транспортные функции.

Таким образом, к 2014 году в России функционировал рынок, по формальным признакам похожий на развитые рынки газа Великобритании и США. В частности, на период начала реформ в Великобритании доля одного поставщика – British gas – превышала 60% рынка.

Однако было и серьезное отличие. Никто не мог точно ответить – какова рыночная цена газа в стране, на какой тренд следует ориентироваться регулятору при установлении цен для «Газпрома». Двухсторонние договоры между независимым поставщиком и потребителем как правило содержат пункт о том, что условия договора не должны разглашаться. Поэтому достоверно сказать, по какой цене идут поставки газа, особенно крупным промышленным потребителям, было затруднительно. А без открытого сравнения цен потребителю было невозможно рационально выбирать поставщика. А это, как вы знаете, главное условие для успешной работы рынка. Кроме этого, отсутствие прозрачного ценового индикатора в условиях принятой в 2007 году программы по поэтапному выравниванию регулируемых цен с экспортным «нетбэком» приводило к существенным ошибкам при подготовке инвестиционных проектов, повышению издержек в отрасли.

Поэтому для решения задачи дальнейшего повышения эффективности российского рынка газа требовалось обеспечить прозрачность ценообразования. Как известно, эту задачу лучше всего решает механизм биржевых торгов. И поэтому

Рис. 1. Динамика объемов цен торгов на АО «СПбМТСБ»



президентской комиссией в 2014 году было принято решение о запуске биржевых торгов природным газом на СПбМТСБ.

И при поддержке «Газпрома», который создал специального транспортного агента – ООО «Газпром межрегионгаз поставка», торги были запущены, появился индикатор – биржевая цена газа с поставкой «на месяц вперед», а затем и «на сутки». И до сих пор это является основным, по сути – единственным рыночным индикатором цены газа в стране.

> Биржевая цена газа с поставкой «на месяц вперед» и «на сутки вперед» стали основным рыночным индикатором стоимости газа в стране

Биржевая цена определяется на балансовых пунктах в Западной Сибири, в точках, приближённых к местам добычи таким образом, чтобы основная часть добываемого сырья могла пройти через два балансовых пункта: по центральному (северному) и по южному газотранспортным коридорам. Объемы газа, реализованные на каждом из балансовых пунктов, могут быть доставлены до потребителей, как правило, только соответствующего «коридора». Эти балансовые пункты расположены на разном расстоянии от основных месторождений «своего» коридора, поэтому, чтобы сравнить цены на них между собой, необходимо помнить о разном «транспортном плече» и вносить соответствующую поправку. В результате, любой потребитель в зоне действия единой системы газоснабжения (ЕСГ) европейской части страны получил возможность достоверно, зная цену транспортировки газа от балансового пункта до точки потребления газа, и видя биржевую цену, посчитать цену газа.

Индикатор – есть, нужно качество!

Как только появляется значение биржевого индикатора, у пользователя естественно возникает вопрос о её репрезентативности – т. е. способности отражать реальное состояние рынка. Наши западноевропейские коллеги разработали с десяток критериев, которые оценивают уровень репрезентативности биржевого индикатора. К наиболее простым критериям относится общий объем торгов. Ранее считалось, что, если объем торгов составляет порядка 10% от общего объёма рынка, то индикатор – репрезентативный. В настоящее время, учитывая возросший уровень цифровизации, возможность удаленного непосредственного участия потребителей и поставщиков в торгах – репрезентативность может быть обеспечена и меньшим объемом. Этот показатель действует при условии, что любой участник имеет доступ к торгам на бирже и может при отклонении цены выйти на торги, купить или продать природный газ.

Понятно, что объём – это не единственный критерий. Очень важна структура поставщиков и потребителей, иначе говоря, концентрация поставщиков и потребителей. Чтобы не было доминирующего поставщика, который может «качество»,

объективность нашего индикатора, ухудшить. И здесь нам еще предстоит пройти определенный путь, поскольку основной продавец газа на СПбМТСБ – «Газпром», безусловно, занимает доминирующее положение. Но в России структура всего рынка газа такова, что «Газпром» и добывает доминирующую долю, транспортирует 100%, приобретает у независимых производителей значительный объем газа, и поставляет потребителям. Так что ситуация на биржевых торгах лишь отражает особенность отечественного рынка, выступая объективным индикатором концентрации.

С другой стороны, «Газпром», как структура, регулируемая государством, выполняет ряд системных функций. «Газпром» по закону призван обеспечивать бесперебойное газоснабжение российских потребителей. Следовательно, реализация концерном на бирже определенного объёма газа по рыночной цене – это обеспечение необходимой ликвидности биржевым торгам, уверенности потребителей в том, что можно рассчитывать на биржевые поставки при формировании оптимального портфеля договоров.

> Кроме «Роснефти» и «НОВАТЭКа» на рынке присутствует еще порядка 45-ти поставщиков – независимых юридических лиц с достаточно большой добычей газа – более 10 млн кубометров в год

Пути решения главной задачи

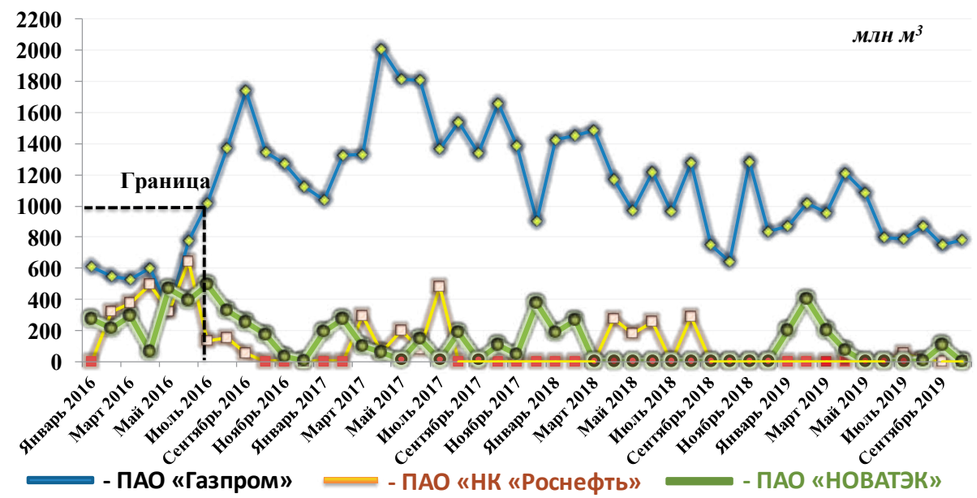
Задача снижения доли продаж одного поставщика, при условии повышения общего объема торгов, имеет несколько направлений решения.

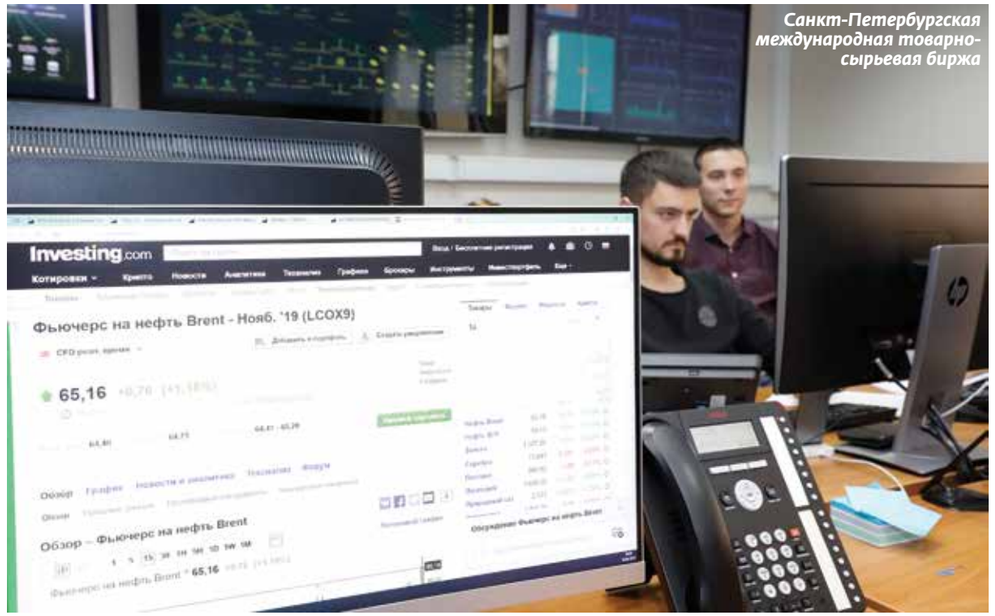
1. Увеличение объемов продаж крупнейших независимых производителей – ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НОВАТЭК».

В период до 2016 года на биржевых торгах выполнялся принцип «паритета» – то есть объем, реализованный всеми независимыми производителями, примерно равнялся объему, реализованному ПАО «Газпром». Сейчас доля этих независимых производителей существенно снизилась.

Федеральная антимонопольная служба России в течение ряда лет прилагает усилия, чтобы запустить механизм, аналогичный реализованному ранее на рынке нефтепродуктов, когда совместным приказом Министерства энергетики России и ФАС России были установлены определенные минимальные объёмы продажи нефтепродуктов на товарной бирже. На рынке нефтепродуктов это, как известно, принесло хороший результат. На рынке природного газа осуществляется подготовка такого приказа. Необходимо отметить, что все европейские рынки при переходе от централизованных монопольных рынков к либерализованным проходили этап, когда регулятор устанавливал определенную норму для продажи на краткосрочном сегменте рынка (на бирже) как долю (порядка 10%) от объёмов, продаваемых по долгосрочным контрактам. Без внедрения аналогичных мер полноценный российский рынок газа вряд ли сформируется.

Рис. 2. Объемы продаж газа ведущими НГК





Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа

2. Привлечение к продажам газа независимых производителей, реализующих газ «Газпрому» на входе в ЕСГ.

Важно понимать, что кроме указанных двух крупнейших независимых производителей газа, на отечественном рынке присутствует еще порядка 45 поставщиков – независимых юридических лиц с достаточно большими, более 10-ти млн кубометров в год, объёмами добычи газа. Явный диссонанс существует между количеством продавцов на биржевом рынке (6 – максимальное количество за все годы), и 45-ю добывающими организациями. Необходимо понять, в чем его причина, используя методы ценового и конкурентного анализа. Возникновение биржевых механизмов продаж с небольшим размером лота и возможность открывать региональные балансовые пункты впервые предоставили средним и малым производителям газа возможность стать полноценными участниками оптового рынка газа России.

> Все европейские рынки при переходе от монопольных рынков к либерализованным переживали этап, когда регулятор устанавливал норму продажи газа на бирже как долю от объёмов долгосрочных контрактов

3. Увеличение количества продавцов за счет реализации покупателями газа, не потребленного по биржевым договорам (коммерческая балансировка объемов газа).

Наиболее ожидаемым биржевым проектом является коммерческая балансировка объемов газа в газотранспортной системе, невыбранных по биржевым договорам. Суть его состоит в том, что этот механизм позволяет невыбранные (и, в перспективе – недопоставленные) объёмы газа вывести на биржевые торги. Специфика потребления природного газа заключается в невозможности абсолютно точной выборки потребителем договорного объема газа. В соответствии с действующими правилами в секции «Газ природный», невыборка любого объема газа является неисполнением договора и подлежит штрафу в размере 15% от объема невыполненных обязательств. Например, за 2018 год было зафиксировано 767 нарушений выборки суммарным объемом в 29 млн м^3 газа, то есть 9% от общего количества заключенных сделок, объем невыборки – 0,2% от общего объема сделок.

Основной задачей проекта является предоставление возможности участнику торгов продать по рыночной цене эти объемы на суточных биржевых торгах, либо их продажа владельцу ГТС – «Газпрому» – по рыночной цене с заранее установленным дисконтом. После запуска коммерческой балансировки такие объёмы могут быть ими проданы на биржевых торгах (где и приобретались). И тогда у нас получается небольшой

(понятно, что в пределах процентов), но дополнительный объем на стороне предложения, который на маржинальную цену монопольного продавца может ощутимо влиять. Эта программа находится в завершающей стадии реализации. Банк России 25 октября 2019 года зарегистрировал правила биржевых торгов газом, обеспечивающих проведение биржевой балансировки невыбранных объёмов газа. В этом проекте под эгидой ФАС России нашим главным партнёром выступает «Газпром» и его дочерняя структура – «Газпром Межрегионгаз поставка». Проект биржевой балансировки является подготовкой к запуску внебиржевой балансировки, так как известно, что ежегодный объем невыборки газа в стране достигает 30–40 млрд м³ газа. Вывод даже его части на биржевые торги от лица покупателей-«невыборщиков» газа полностью способен решить проблему наличия доминирующего поставщика.

Строительство газопровода «Сила Сибири»

Новые принципы учета газа

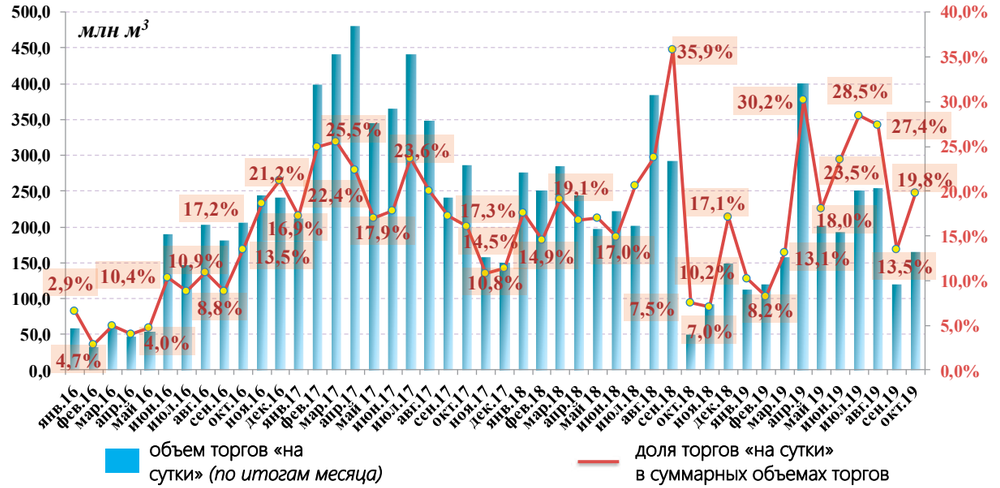
В рамках программы запуска балансировки Банком России год назад «Газпром Межрегионгаз поставке» был присвоен статус «Оператор товарных поставок». Такой оператор сможет учитывать природный газ, поставляемый по ГТС «Газпрома», на совершенно новых принципах – стандартах ведения операций по банковским счетам.

Соответственно, и участники рынка газа получат возможность совершать операции с природным газом, поставляемым по ГТС, по новым правилам финансового учета. По таким счетам (они называются «торговый товарный счет») оператором товарных поставок будет предоставляться выписка, аналогичная банковской. Эта выписка, согласно ФЗ «О клиринге», является аналогом подтверждения перехода права собственности на товар, что позволит упростить и полностью автоматизировать процесс оформления первичных бухгалтерских и налоговых документов по биржевым сделкам.

Внедрение системы коммерческой балансировки позволит впервые на российском рынке обеспечить стопроцентное исполнение обязательств контрагентов в части поставок газа по схеме, действующей на европейском рынке.

Естественно, использование владельцем этого «остатка по счету» ограничивается особенностями работы газотранспортной системы. То есть газ нельзя будет, например, 10 дней накапливать, а потом за один день направить весь объем на потребление, если это приведет к превышению свободных газотранспортных мощностей. И объединение этих требований – ограничения по мощностям газотранспортной системы и новых принципов учёта газа на счетах оператором – позволит ежедневно учитывать несбалансированные, в частности, невыбранные, остатки газа в системе. И, зафиксировав их на товарном счете, предоставить такому участнику, т. е. покупателю газа, право продать свой газ на рынке. Либо, если он его не продал – этот газ будет выкуплен оператором ГТС с дисконтом к рыночной цене, чтобы создать стимул для участника не накапливать газ и не перегружать газотранспортную систему.

Рис. 3. Доля суточных торгов в общем объеме продаж



Вообще, как известно, в ЕС и в США балансировочные механизмы были созданы для того, чтобы уменьшить нагрузку на операторов газотранспортных систем от их разбалансированности. Для этого создаются ценовые стимулы к тому, чтобы каждый участник поставил или отобрал из системы ровно тот объём газа, который был им заранее согласован, который не превышает газотранспортные мощности. А наша газотранспортная система, как вы знаете, уникальна – по протяженности, по количеству компрессоров, по масштабам региональных перетоков, по суровым температурным условиям, по удаленности от мест проживания людей и разным часовым поясам. Поэтому ту потенциальную выгоду, которую получит «Газпром» от внедрения балансировки как оператор газотранспортной системы – сложно переоценить.

> Система коммерческой балансировки позволит впервые обеспечить 100% исполнение обязательств контрагентов по поставкам газа

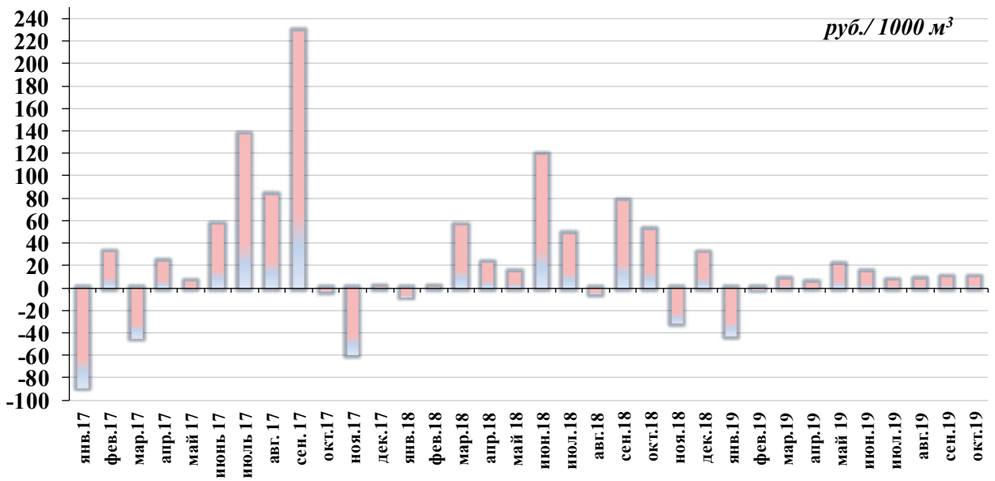
В этом механизме балансировки товарной бирже отводится важное место, поскольку процесс перепродажи этих остатков должен происходить очень оперативно. И заключить договор иным способом, кроме биржевого, полностью автоматизированного, не представляется возможным. Это общемировая практика. Биржа в течение суток получает оперативную информацию об остатках на ТТС, которые ведет оператор товарных поставок. Далее участникам предоставляется возможность продать эти объёмы на торгах с поставкой «на сутки». И если они это не сделали, то система автоматически заключит сделки, чтобы невыбранный газ, принадлежащий не соблюдающим условия равномерной выборки участникам, был выкуплен «Газпромом», с дисконтом к рыночной цене. Эти участники как бы получают пеню в виде дисконта за то, что они не проявили должной дисциплины при взаимодействии с ГТС.

Долгосрочные ценовые сигналы

Главной задачей изменения структуры газового рынка является повышение его эффективности. Достичь этого планируется за счёт роста уровня конкуренции, прежде всего, путём увеличения числа поставщиков и покупателей, конкурирующих, в том числе через биржевой сегмент, через публичную прозрачную биржевую цену. Как было указано выше, сегодня поставки газа «Газпромом» осуществляются по регулируемой цене. И максимальную эффективность можно ожидать только в том случае, если и «Газпром», как крупнейший поставщик, сможет поставлять газ по свободной рыночной цене, определённый на основе соотношения спроса и предложения. Это завершило бы переход к полноценному механизму конкуренции.

Важно отметить, что рынок природного газа – последний из рынков энергетических ресурсов России, на котором все еще сохраняются регулируемые цены. Однако имеется целый ряд объективных сложностей на этом пути. В частности, одним из условий отмены регулирования является

Рис. 4. Спрэд «сутки – месяц» по биржевым инструментам на БП «КС Надым»



формирование понятного и прозрачного ценового сигнала не только на краткосрочную перспективу, как это есть сейчас – цена на месяц, но и долгосрочного сигнала – на 2–3 года вперед. Это необходимо для того, чтобы предприятия могли планировать свою работу, чтобы были запущены механизмы хеджирования ценовых рисков.

Как на традиционных рынках формируется долгосрочная цена? Для этого обычно запускаются рынки производных финансовых инструментов (ПФИ) на долгосрочную перспективу так, чтобы участники, готовые принять на себя ценовой риск, могли через этот рынок взаимодействовать с участниками, которые страхуются от избыточных рисков. Формы этих рынков в принципе могут быть различными. Наиболее традиционным считается рынок фьючерсов. Могут быть иные формы – например форвардные сделки. Однако в любом случае главным результатом их работы является наличие долгосрочного – на год, на два, на три – ценового сигнала, чтобы поставщик или потребитель газа мог зафиксировать свой ценовой риск, сформировать инвестиционную стратегию.

> Появление долгосрочного индикатора стоимости газа уже сейчас, пока ещё регулируемая цена устанавливается, позволило бы внести определённость и обеспечить готовность участников рынка к проведению реформ

В наших условиях это особенно актуально, поскольку, если посмотреть прогнозы аналитиков по рынку газа, то половина из них доказывает, что цена газа при отмене регулирования повысится, а вторая половина так же успешно доказывает, что цена будет ниже текущей. Поэтому появление долгосрочного индикатора уже сейчас, пока ещё регулируемая цена устанавливается, позволило бы внести определённость и обеспечить готовность участников рынка к проведению реформ.

Наибольшей, по мнению специалистов СПбМТСБ, проблемой при запуске таких биржевых контрактов является существующий характер российского рынка: он по-прежнему остаётся регулируемым, предсказуемым, т. е. предоставляет ограниченные возможности получать дополнительный доход за счет финансовых операций. Но, тем не менее, понимая эту сложность, необходимо создать технологическую платформу для запуска рынка производных поставочных и расчётных ПФИ, по крайней мере, на год, и запустить механизм маркетмейкерства. Предстоит обучить основных участников правилам работы на этом рынке так, чтобы появление котировок хотя бы на небольшой объём дало возможность регулятору просчитать риски, и определить период и последовательность шагов, необходимых для отмены регулируемых цен на газ.

Российский биржевой рынок как перспективная модель для общего рынка газа ЕАЭС

Важным перспективным направлением работы на рынке газа является подготовка к запуску общего рынка природного газа стран ЕАЭС. Согласно концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС, утвержденной решением Высшего Евразийского экономического совета № 7 от 31.05.2016 года, одной из основных задач запуска общего рынка газа ЕАЭС является создание благоприятных условий для развития добросовестной конкуренции между участниками общего рынка газа Союза, переход к рыночным механизмам ценообразования. В настоящее время Евразийская экономическая комиссия формирует нормативные документы, определяющие порядок работы этого рынка. Одновременно, для отработки технологий, готовится проведение имитационных биржевых торгов газом для стран ЕАЭС на базе торгов на АО «СПбМТСБ».

При этом, может возникнуть необычная ситуация, при которой некоторые новшества российской биржевой торговли еще не нашли своего отражения в российской нормативной базе, однако они могут быть применены на общем рынке газа ЕАЭС. В первую очередь, это относится к процедурам доступа к ГТС через оператора – «Газпром межрегионгаз поставку», специфику расчета транспортных тарифов, краткосрочным контрактам. При этом, парадокс состоит в том, что биржевая система работает и доказывает свою эффективность. Она не могла бы так функционировать, если бы работала в соответствии с устаревшей нормой закона. ФАС России и Минэнерго России в соответствии с этим реализуют программу внесения изменений в законодательство РФ.

> Может возникнуть необычная ситуация, при которой новшества биржевой торговли еще не нашли отражения в законодательстве РФ, но они могут применяться на общем рынке газа ЕАЭС

С другой стороны, внебиржевой рынок в целом работает в соответствии с буквой существующих законов, во многом за счет того, что является олигопольным, поделен на сегменты. Эти олигопольные участники в целом не склонны в свои бизнес-процессы вносить какие-либо изменения. Как только «биржевые» изменения в законодательство будут приняты, произойдет определенный толчек и для крупных игроков внебиржевого рынка.

Аналогичная картина характерна и для общего рынка газа ЕАЭС, в котором за основу зачастую берется буква «старого» закона российского рынка, поскольку «новый» – в стадии формирования. Поэтому очевидно, что применение для подготовки нормативных документов общего рынка газа ЕАЭС российской биржевой модели – более сложный трудоемкий процесс, однако для достижения его рыночной эффективности другого пути нет.

Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа

П.Ю. СОРОКИН

ВРЕМЯ СОБИРАТЬ ЛЬГОТЫ

Павел Юрьевич СОРОКИН –
заместитель министра
энергетики России

Какие выводы нужно сделать из первого этапа инвентаризации нефтяных льгот и почему нужно менять общий подход к оценке рентабельности запасов?

Вопрос, а не возможность

Подходящий к концу 2019 год, во многом, будет решающим для нефтяной отрасли России. За последние 10 лет мы заметно укрепили свои позиции стабильно развивающейся нефтяной державы. Но в условиях постоянно нарастающей конкуренции на мировых нефтяных рынках и усиления действия факторов политико-экономической нестабильности приходит время взглянуть за горизонт 2020 года и выстроить для себя новую стратегию развития нефтедобывающей отрасли и монетизации природных ресурсов.

Для достижения этой цели, сразу несколько крупных федеральных органов исполнительной власти и десятков представителей бизнеса проделывают скрупулезную, ежедневную работу. Только с начала 2019 года было реализовано сразу несколько нововведений. Так, в тестовом режиме запустился налог на добавленный доход – новый, пока пилотный, налоговый режим для отдельных проектов в отрасли. Параллельно, идет планомерная работа над стимулированием добычи. Наконец, в тесной кооперации с участниками рынка и другими ведомствами «дошлифовывается» проект энергетической стратегии России до 2035 года, определяющей общие направления развития отечественных отраслей ТЭК на ближайшее десятилетие.

Впрочем, на этом этапе стоит понимать важный нюанс – нефтегазовый потенциал, накопленный в советские годы, фактически исчерпан. Если не предпринять мер, уже в 2021–2022 годы добыча в стране начнет снижаться, за чем последует спад инвестиций и налоговых поступлений. Для сохранения и развития важнейшей на сегодня отрасли экономики нельзя бесконечно придумывать и раздавать новые льготы под каждый отдельный случай. Есть время разбрасывать камни, и есть время их собирать. Понимать наперед, какой России нужен уровень добычи для покрытия своих обязательств перед потребителями и наполнения бюджета, невозможно без сбора и подробного анализа всех имеющихся и применяющихся налоговых инструментов. Не менее важно определиться, хотим ли мы видеть нефтегазовую отрасль лишь как источник ренты или же трансформировать ее в крупнейшего инвестора страны.

> За последние 10 лет дебит новых скважин в Западной Сибири снизился в среднем на 34%, обводненность выросла с 33% до **50%**

Цепной привод на Ромашкинском месторождении

Поручение председателя правительства Российской Федерации Дмитрия Медведева о проведении инвентаризации, дифференциации и оценки новых стимулов освоения нефтегазовых запасов стало логическим решением дальнейшего развития отрасли. Фактически, запуск первого в современной истории России процесса инвентаризации рентабельных запасов связан с необходимостью предоставления все новых и новых налоговых льгот для поддержания добычи и постепенному «утяжелению» 26-й главы налогового кодекса новыми терминами, коэффициентами и определениями. Он позволит выработать более системный подход к решению проблем отрасли.

> Минэнерго поручено подготовить предложения по дополнительному стимулированию увеличения добычи нефти в России. Но запустить этот процесс по результатам первичных расчетов по инвентаризации вряд ли получится

Примерно в то же время стало понятно, что поддерживать добычу нефти без проработки нового налогового и технологического подхода невозможно. За последние 10 лет усредненный показатель дебита новых скважин в Западной Сибири в среднем снизился на 34%, при этом средняя обводненность выросла с 33% до 50%. Для добычи нефти сегодня приходится бурить почти в два раза больше и чаще, чем 10 лет назад, при этом растет и сложность бурения. В результате, капитальные затраты на тонну добытой нефти выросли почти в три раза. Такое падение показателей едва ли можно объяснить дефицитом ресурсной базы – на государственном балансе по состоянию на 2019 год значится почти 30 млрд тонн текущих извлекаемых запасов нефти, при этом из года в год декларируется их стопроцентное восполнение. Важно понимать, что далеко не все эти запасы будут освоены.

Почему, когда цены на нефть находятся на стабильных $60–65 за баррель, разработка новых проектов становится вопросом, а не возможностью. Расчеты, проведенные в рамках первого этапа инвентаризации, должны стать основой для оценки дифференциации налоговых условий и новых стимулов, моделированию работы тех или иных льгот в сильно изменившихся за последние 10 лет макроэкономических реалиях. Благодаря проведению комплексной описи льгот, регуляторы смогут изучить экономику поддерживаемых месторождений и понять, в каких случаях эффективнее применять те или иные методы налогообложения. В этом плане, поручение премьер-министра о проведении инвентаризации запасов является важным определяющим фактором для развития российской нефтяной отрасли в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

К началу декабря Минприроды при участии Минэнерго завершило первый этап инвентаризации месторождений. В дальнейшем, согласно дорожной карте, на основании полученных данных, Министерству энергетики необходимо провести поэтапную оценку сложившейся дифференциации налоговых условий геологического изучения, разведки и добычи нефтяного сырья на суше и континентальном шельфе страны для различных недропользователей, а после приступить к подготовке предложений по дополнительному стимулированию увеличения объемов добычи нефти в России.

Но запустить этот процесс максимально эффективно, по результатам первичных расчетов по инвентаризации, вряд ли получится, на что есть несколько важных причин.

Всё на скважину

Согласно заявлениям руководства Федерального агентства по недропользованию, всего насчитывается около 2700 месторождений с общими запасами 28,9 млрд тонн нефти. При этом, под анализ действующих льгот попало лишь 593 месторождения с суммарными извлекаемыми запасами нефти в 17,2 млрд тонн – то есть все месторождения с текущими извлекаемыми запасами нефти более 5 млн тонн за исключением льготируемых участков со специальными налоговыми режимами, такими как соглашения о разделе продукции, налогообложение с дополнительного дохода, особыми режимами отдельных месторождений и с действующей особой формулой вывозной таможенной пошлины. Фактически проанализировано было, согласно докладу, около 60% от текущих извлекаемых запасов Российской Федерации, из которых порядка 80% приходится на крупнейшие нефтегазовые компании страны.

Минэнерго России во исполнение дорожной карты проводит отдельно анализ месторождений с действующим режимом НДД.

Расчеты в рамках инвентаризации должны стать базой для оценки льгот и предложений по стимулированию отрасли. Но важно отметить, что это осложняется рядом факторов. Так, не все компании-недропользователи предоставили актуальные данные по анализируемым проектам. В итоге, месторождений с устаревшими «вводными» набралось 327 штук, то есть больше половины – в таком случае, оценка производилась по утвержденным еще в 2016–2018 годах проектным документам. При этих условиях качество оценки рентабельности запасов является низким, эффективность изменения налоговых условий оценить тяжело, не говоря уже о главной задаче – оценке влияния льгот и преференций, предусмотренных действующим законодательством России, на рентабельность проектов по разработке таких месторождений углеводородного сырья.

Важно понимать и то, какую огромную роль в этом ключе играют макроэкономические сценарии работы проектов. Так, оценка госкомиссии по запасам основана на подходах, приближенных к международным стандартам аудита запасов, где берутся средние за предшествующий 2018 год параметры цен на нефть в $69 за баррель и обменного курса примерно в 63 рубля за доллар США. В результате, рентабельными были признаны примерно 60% запасов. При этом, в соответствии с методикой экспресс-анализа, нефтяные компании предоставляли оценку рентабельных запасов в рамках базового макроэкономического сценария Минэкономразвития, который исходит из высокого курса рубля и средней цены нефти в $40 за баррель. При таком подходе доля рентабельных запасов падает уже до 40%. В реальности же, добывающие компании при бизнес-планировании ориентируются, скорее, на более оптимистичные уровни в $55–$60 за баррель.

Наиболее важным с точки зрения эффекта на отрасль выводом из первого этапа инвентаризации может стать новый подход к оценке экономики разработки месторождений. Так, методика проведения инвентаризации, утвержденная Минприроды и согласованная Минэнерго, предусматривает возможность оценки месторождений на нескольких уровнях детализации: как на уровне эксплуатационных объектов – как правило, это одна или несколько залежей, разрабатываемых единой сеткой скважин – так и на уровне каждой отдельной скважины эксплуатационного фонда.

Скважина Южно-Русского месторождения

Второй подход представляется, с одной стороны, наиболее точным, а с другой – наиболее трудновыполнимым. Так, оценку по скважинам прошли только 96 месторождений (это 4,4 млрд тонн запасов или 26,2% от текущих извлекаемых запасов в рамках инвентаризации).

Между тем, учет по каждой скважине имеет гораздо большую эффективность. Он позволяет провести дифференциацию экономики бурения в рамках каждого эксплуатационного объекта и выделить нерентабельные скважины, которые в действующих макроэкономических и налоговых условиях компании не стали бы вводить в эксплуатацию.

Таким образом, расчет на уровне отдельных скважин каждого из действующих месторождений позволяет наиболее точно оценить эффект фискального режима как на профиль добычи нефти и будущую инвестиционную активность компании, так и на доходы государства.

> Результаты первого этапа инвентаризации служат подтверждением острой необходимости пересмотра принципов действующей налоговой системы, без чего добыча нефти в России начнет сокращаться

Впрочем, стоит понимать всю технологическую сторону этого нюанса. Конечно, оценка на уровне отдельных скважин требует от компаний значительного уровня технологической готовности. Необходимо наличие актуальных проектно-технических документов, приближенных к бизнес-планам, и обновленных гидродинамических моделей, которые в отдельных случаях могут оставаться устаревшими на протяжении нескольких лет. А это, как показали итоги проведенного анализа, есть далеко не у всех компаний. Причина отчасти в том, что этого просто не требовалось для ведения эффективной деятельности.

Вектор роста

Итоги начального этапа первой в истории России инвентаризации запасов невозможно охарактеризовать однородно.

Во-первых, неоспорим тот факт, что на данный момент инвентаризация выявила необходимость пересмотра действующего подхода к оценке рентабельных запасов и прогнозирования уровня добычи нефти в стране.

Во-вторых, теперь у регуляторов появилась информация для понимания состояния ресурсной нефтяной базы страны и прогноза ее разработки, что крайне важно для стратегического планирования в части доходов бюджета, инвестиционной активности.

При этом, становится очевидным необходимость и более тесной кооперации различных федеральных ведомств в части разработки наиболее эффективной системы оценки налоговых стимулов добычи. Успешность подхода может быть гарантирована лишь в том случае, когда все участники процесса будут понимать: льгота может являться эффективной только при обеспечении минимальной нормы доходности инвестора и суммарно положительном эффекте на инвестиции и доходы государства, количество рабочих мест, локализацию оборудования и другие параметры – то есть экономику страны. Сейчас Минэнерго и Минфином разрабатывается единая методика формирования интегрального критерия эффективности предоставления мер государственной поддержки, исходя именно из этого принципа.

Наконец, инвентаризация в целом показала ряд направлений для улучшения системы государственной экспертизы запасов. Так, поскважинный метод оценки рентабельности запасов мог бы стать общегосударственным инструментом, активно используемым при исполнении любой профильной задачи. Необходим и переход на более частую инвентаризацию запасов. Сейчас пересмотр проектных документов происходит раз в 3–5 лет, а без постоянного обновления работа по инвентаризации быстро потеряет свою актуальность. Это не позволит государству иметь актуальную и объективную картину состояния минерально-сырьевой базы постоянно. Кроме того, вскрылись и недоработки со стороны отрасли: от практически полного отсутствия единых стандартов к калькуляции нормативов затрат – что делает невозможным сопоставление и оценку их корректности – до предоставления устаревшей информации по геолого-гидродинамическим цифровым моделям.

Проводимая инвентаризация запасов задала правильный вектор для реформирования государственной политики в сфере недропользования и налогообложения нефтяной отрасли. Достигнутые на сегодня результаты служат фактическим подтверждением острой необходимости пересмотра принципов действующей налоговой системы, без чего добыча нефти в России начнет сокращаться.

Фактически, нами совершен первый значительный шаг по повышению прозрачности и эффективности. По итогам инвентаризации будет прорабатываться целый пул необходимых нормативных правовых актов для совершенствования предоставления данных государству, а также формироваться план работ для создания инструментов и условий по постепенному переходу на цифровую экспертизу запасов.

А.М. МАСТЕПАНОВ, А.М. СУМИН
A.M. MASTEPANOV, A.M. SUMIN

УДК 339.976

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ
И ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ОБЩЕЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

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

Alexey M. MASTEPANOV,
Analytical Center for Energy Policy and Security, (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences),
e-mail: amastepanov@mail.ru

Аннотация. В статье перечислены и описаны основные этапы формирования единого европейского рынка электроэнергии. Раскрыта специфика каждого этапа. Охарактеризованы процессы трансформации, через которые прошёл и проходит в настоящее время европейский электроэнергетический сектор. Описаны вызовы, с которыми сталкивается руководство ЕС в процессе гармонизации европейского электроэнергетического сектора. Проанализированы трудности, возникающие при правовом регулировании европейской электроэнергетики. Рассмотрен подход руководства ЕС к совершенствованию правового регулирования электроэнергетического сектора. Описаны риски и конфликты интересов в процессе гармонизации европейской электроэнергетики. Перечислены сферы электроэнергетики, которым в обозримом будущем будет уделено повышенное внимание европейского законодателя.

Ключевые слова: энергетическая политика, энергетическая стратегия, электроэнергетика, правовое регулирование в энергетике, энергетическая безопасность, европейское энергетическое законодательство.

Начало процесса формирования общеевропейского рынка электроэнергии приходится на 1990 год. Именно тогда Европейским советом (далее – Евросоветом) были изданы первые два основополагающих документа, которые составили правовую основу для создания общего рынка электроэнергии ЕС: директива Евросовета № 90/547/EWG «О транзитных поставках электроэнергии по крупным энергетическим сетям» [1] и директива Евросовета № 90/377/EWG «О вводе в действие унифицированного процесса обеспечения гарантии прозрачности ценообразования в отношении отпускаемых конечным промышленным потребителям газа и электроэнергии» [2]. Оба нормативных акта носили рамочный характер, и скорее имели целью направить европейцам и остальному миру сигнал о начале формирования европейского единого электроэнергетического рынка. Поэтому логично, что в 1996 году процесс получил дальнейшее развитие в виде директивы Европарламента и Евросовета № 96/92/EG «По поводу совместных норм о формировании общего внутреннего рынка электроэнергии» [3]. Данный документ не только являлся достаточно полным нормативным актом, но и обладал признаками экономико-политической программы.

Согласно этому документу (п. 1 преамбулы), директива № 96/92/EG была принята во исполнение соответствующих норм Договора об основании Европейского сообщества и в целях формирования надёжно функционирующего и конкурентного внутреннего рынка электроэнергии, поскольку эта задача приобретает всё большую актуальность и ставит на повестку дня необходимость обеспечения надёжности электроснабжения, конкурентоспособности общеевропейской экономики, эффективности генерации, передачи и подачи электроэнергии конечному потребителю при соблюдении экологических стандартов (п. 4 преамбулы). Логическим продолжением данного программного положения является п. 21 преамбулы: «Европарламент и Евросовет, голосуя за формирование трансъевропейских электроэнергетических сетей, делают шаг в сторону создания единой интегрированной инфраструктуры передачи электроэнергии» [3].

В директиве № 96/92/EG (п. 5 преамбулы) было закреплено положение, согласно которому формирование общеевропейского рынка электроэнергии должно осуществляться пошагово, дабы электроэнергетический сектор смог организованно и гибко подготовиться к новым рыночным условиям. Данная предпосылка была тем более актуальна, поскольку электроэнергетика в странах-членах ЕС исторически структурирована различным образом и изначально функционировала на основе отличных друг от друга правовых норм.

Для понимания глубины намечаемых преобразований представляет интерес содержание п. 8 преамбулы директивы № 96/92/EG: «Задача формирования единого внутреннего электроэнергетического рынка требует принятия в будущем всё новых и новых мер». Как видно, данная формулировка изначально оставляла европейским законодателям пространство для манёвра на неопределённый период времени

LEGAL REGULATION
AND DEVELOPMENT DYNAMICS OF THE PAN-EUROPEAN ELECTRICITY MARKET

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

Andrey M. SUMIN,
Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security, Cand.Sc.,
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Abstract. The article lists and describes the stages of the formation of a single European electricity market. The specifics of each stage are disclosed. The transformation processes that have passed and are currently taking place in the European electricity sector are described. The challenges faced by the EU leadership in the process of harmonization of the European electricity sector are described. The difficulties encountered in the legal regulation of the European electric power industry are analyzed. The approach of the EU leadership to improving the legal regulation of the electricity sector is considered. Risks and conflicts of interests in the process of harmonization of the European electric power industry are described. The spheres of the electric power industry are listed, which in the foreseeable future will be given increased attention of the European legislator.

Keywords: energy policy, energy strategy, electric power industry, legal regulation in the energy sector, energy security, European energy legislation.

Ночная Европа, вид из космоса

в будущем. Аналогичный характер носит и п. 22 преамбулы, в котором говорится о необходимости «издать в будущем ещё целый ряд норм, регулирующих генерацию, передачу и распределение электрической энергии».

Директивой № 96/92/EG впервые в истории европейского электроэнергетического сектора юридически закреплялось (в её п. 12) требование об обеспечении свободного и единообразного доступа к электросетям на всей территории ЕС с тем, чтобы участники рынка могли достигать равноценных экономических результатов везде и вне зависимости от специфики национальных рынков стран-членов ЕС.

Особого внимания заслуживает п. 23 преамбулы, согласно которому «либерализация электрогенерирующего сектора может осуществляться двояко – на основе разрешительных и конкурсных процедур. В основе таких процедур должны лежать критерии объективности, прозрачности и недискриминации». Именно в этом пункте названа одна из целей формирования единого рынка электроэнергии, а именно его либерализация в общеевропейском масштабе. Развитие этого программного положения преамбулы содержится в п. 1 ст. 19 директивы № 96/92/EG. Согласно ему, государства-члены ЕС должны принимать меры для открытия своих национальных рынков электроэнергии, чтобы дать участникам рынка возможность заключать договоры на перечисленных в статьях 17 и 18 директивы более либеральных условиях и на более значительные суммы. О величине цен заключённых договоров необходимо ежегодно докладывать Еврокомиссии, которая закрепила за собой ещё одно далеко идущее полномочие: согласно п. 33 преамбулы, «соответствующим компетентным органам должен предоставляться доступ к внутреннему документообороту электроэнергетических компаний с учётом соблюдения требований конфиденциальности» [3].

> В директиве № 96/92/EG было закреплено положение о пошаговом формировании общеевропейского рынка электроэнергии, что отрасль смогла организованно подготовиться к новым условиям

Директивой № 96/92/EG (п. 28 преамбулы) впервые был закреплён приоритет развития возобновляемой энергетики. Согласно этому документу, в силу возрастающей роли экологических требований генерации электроэнергии из возобновляемых источников должно быть придано первостепенное значение.

В этом документе (п. 30 преамбулы) содержится формулировка, смысл которой с тех пор проходит красной нитью через все последующие директивы ЕС в сфере энергетики и принятые согласно им прочие правовые акты. Эта без преувеличения знаковая норма гласит, что в целях соблюдения принципов прозрачности и недискриминации в деятельности вертикально интегрированных электроэнергетических компаний функция по транспортировке электроэнергии должна быть отделена от прочих производственных функций. Логическим продолжением данной нормы является формулировка п. 37 преамбулы, согласно которой «необходимо предотвращать злоупотребления доминирующим положением на рынке и бороться с практикой вытеснения с рынка одних участников другими».

> В директиве 2009 года европейские законодатели уделили много места формальному обоснованию усиления регулирования электроэнергетики

Логическим завершением нормативного массива директивы № 96/92/EG 1996 года можно считать п. 39 преамбулы, гласящий, что «перечисленные меры представляют собой очередную ступень либерализации электроэнергетического сектора». Препятствия для торговли электроэнергией между государствами-членами ЕС продолжат сохраняться даже после проведения в жизнь указанных выше положений, говорится далее в п. 39. И «с целью обеспечения лучшего функционирования единого электроэнергетического рынка ЕС на основе достигнутых результатов будут делаться дальнейшие предложения по их совершенствованию». Эта формулировка является ни много, ни мало чётким заделом и сигналом на будущее: существовавшие доселе относительно обособленно друг от друга электроэнергетические секторы государств-членов ЕС будут подвергаться всё большему регулированию и надзору с целью их конвергенции.

Промежуточными этапами формирования общеевропейского рынка электроэнергии следует считать принятые в 2003 году Постановление Европарламента и Евросовета 2003/54EG «О совместных нормах по формированию внутреннего рынка электроэнергии» [4], и директиву Европарламента и Евросовета № 1228/2003 «Об условиях доступа к энергетическим сетям с целью трансграничной торговли электрической энергией» [5]. Эти документы, принятые в развитие директивы 1996 года, были нацелены на регулирование отдельных аспектов электроэнергетического сектора, а не на сам сектор в целом. Далее, в коммюнике Еврокомиссии от 10.01.2007 года «Энергетическая политика для Европы» [6] подчёркивалась важность формирования единого внутриевропейского рынка электроэнергии и создания равных условий ведения деятельности для всех энергетических компаний Евросоюза. Опубликованные в тот же день, 10 января 2007 года, два других коммюнике[1] содержали вывод, что существовавшие на тот момент нормативы и принимавшиеся на их основе меры так и не привели к созданию инфраструктуры, которая позволила бы интегрировать друг с другом национальные энергетические системы и сформировать условия для возникновения «хорошо функционирующего, эффективного и открытого внутреннего рынка электроэнергии».

Перечисленные выводы являлись ничем иным как анонсом о переходе к следующему полноценному этапу формирования единого рынка электроэнергии в Евросоюзе. Этим этапом стало издание в 2009 году нового основополагающего документа, нацеленного на интеграцию электроэнергетического сектора ЕС – директивы Европарламента и Евросовета № 714/2009 «Об условиях доступа к энергетическим сетям с целью трансграничной торговли электрической энергией и об отмене директивы № 1228/2003» (далее – новой директивы или директивы-2009) [9].

Формальное основание для издания новой директивы зафиксировано в п. 18 преамбулы и сформулировано следующим образом: «Изучение

[1] *«Перспективы единого внутреннего рынка газа и электроэнергии» [7] и «Исследование европейских газового и электроэнергетического секторов в соответствии с директивой № 1/2003 (заключительный доклад)» [8].*

ЛЭП, ЕС

рынка, проводившееся в последние годы Еврокомиссией и национальными регуляторами, показало, что действовавшие до сих пор критерии прозрачности и требования по обеспечению доступа к инфраструктуре оказались не в состоянии обеспечить формирование подлинного, хорошо функционирующего, открытого и эффективного внутреннего рынка электроэнергии». Как констатировалось в п. 3 преамбулы, после 2003 года на территории ЕС продолжали сохраняться препятствия для торговли электроэнергией на равных для всех условиях, а также дискриминация отдельных участников рынка. В частности, не во всех государствах-членах ЕС обеспечивались условия недискриминационного доступа к энергосетям,

ЛЭП высокого напряжения, ЕС

не везде имелись профильные надзорные органы; кое-где продолжали существовать изолированные рынки электроэнергии.

В преамбуле директивы (п. 1) были изложены и цели формирования общего рынка электроэнергии:

- создание для частных и промышленных потребителей подлинной свободы выбора;
- способствование возникновению новых возможностей для ведения предпринимательской деятельности;
- стимулирование развития трансграничной торговли и конкурентного ценообразования;
- повышение энергоэффективности и установление более высоких стандартов предоставления услуг;
- увеличение надёжности и экологичности электроснабжения.

Стоит отметить, что в тексте директивы 2009 года европейские законодатели уделили особенно много места формальному обоснованию усиления регулирования электроэнергетического сектора на общеевропейском уровне. Кроме упомянутых выше формулировок, в этой связи обращают на себя внимание следующие нормы. В п. 30 преамбулы отмечено, что поскольку цель директивы – формирование гармоничных рамочных условий для трансграничной торговли электроэнергией (не может быть в достаточной мере реализована на уровне национальных государств и потому передаётся на общеевропейский уровень), Евросоюз вправе способствовать этому процессу на основе принципа субсидиарности. Кроме того, общеевропейские действия по воздействию на рынок электроэнергии должны основываться на принципе соразмерности вмешательства в электроэнергетический сектор. Далее, в п. 1 преамбулы и в ст. 18 директивы подробно зафиксирован предмет регулирования директивы, а именно создание справедливых правил для трансграничной торговли электроэнергией и, тем самым, – улучшение конкурентной среды на внутриевропейском рынке электроэнергии с учётом его национальных и региональных особенностей. Предмет регулирования подразумевает также формирование финансовых механизмов уплаты возмещений для случаев транс-

ЛЭП, Польша

граничных перетоков электроэнергии и утверждение гармонизированных принципов начисления возмещений за трансграничную передачу электричества и за предоставление доступа к передающим мощностям, соединяющим национальные электроэнергетические сети.

Оценивая этот документ, следует отметить, что директива 2009 года отличается невиданным доселе регуляторным вмешательством европейского законодателя в функционирование национальных электроэнергетических секторов государств-членов ЕС. В частности, в нём (п. 6 преамбулы, ст. 6 и 7) говорится о необходимости усиления взаимодействия и координации работы операторов энергосетей. Цель издания этих норм – создание единообразных сводов (кодексов) норм поведения участников рынка электроэнергии (СНПУРЭ). Юридическая фиксация понятия СНПУРЭ нацелена на создание конкретных и прозрачных условий доступа к трансграничным передающим сетям, гармоничного и ориентированного на будущее планирования и надёжного технологического задела для развития единой энергопередающей инфраструктуры (включая интерконнекторы) на всей территории ЕС при соблюдении экологических стандартов. Своды норм должны соответствовать рекомендациям, разработанным в соответствии со специально изданной в этих целях директивой Европарламента и Евросовета № 713/2009 «Об учреждении агентства по сотрудничеству с энергетическими регуляторами». Задачей агентства, согласно п. 1 ст. 9 директивы, является проверка соответствия указанных СНПУРЭ на предмет их соответствия этим самым рекомендациям, и выдача рекомендаций Еврокомиссии для последующего их принятия или отклонения. Кроме того, агентство наделено полномочием рассматривать планируемые изменения СНПУРЭ и представлять их Еврокомиссии на утверждение.

> Операторы энергетических сетей обязаны осуществлять свою деятельность на основе утверждённых Еврокомиссией сводов норм поведения

В свою очередь, операторы энергосетей обязаны осуществлять свою деятельность на основе утверждённых Еврокомиссией сводов норм поведения. Согласно п. 6 ст. 8 директивы, своды норм поведения охватывают следующие сферы (с учётом региональных особенностей):

- нормативы по обеспечению безопасности и надёжности электросетей, включая резервные передающие энергосети;
- нормативы по подключению к энергосетям;
- нормативы по обеспечению доступа третьих лиц к энергосетям;
- нормативы по обмену данными и взаиморасчётам;

- нормативы по обеспечению внутренней слаженности в деятельности компаний-операторов электросетей;
- сценарии оперативного реагирования в случае возникновения нештатных ситуаций;
- нормативы по распределению квот на доступ к передающим сетям и по реагированию на перегрузки электросетей;
- нормативы по торговле электроэнергией применительно к предоставлению технического и оперативного доступа к передающим сетям и внутрисетевому обмену технической электроэнергией;
- нормативы по обеспечению прозрачности работы операторов электросетей;
- нормативы по организации обмена технической электроэнергией, включая управление резервными мощностями;
- нормативы по обеспечению энергоэффективности при эксплуатации электросетей.

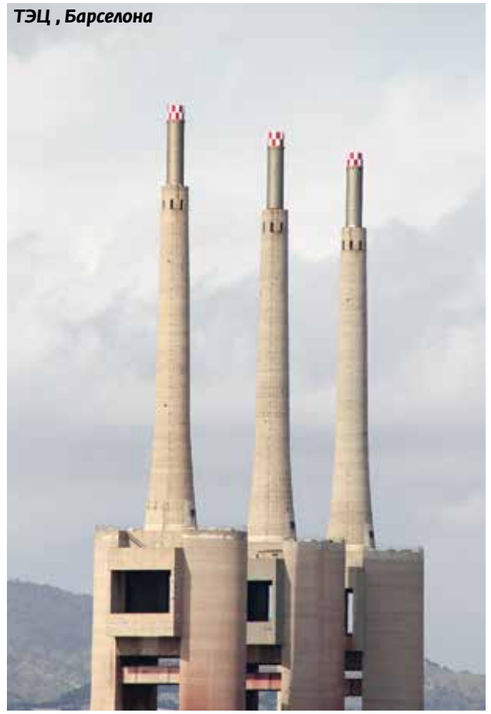
В целях гарантирования надёжного управления передающими сетями и функционирования трансграничной торговли, а также для обеспечения бесперебойного трансграничного снабжения электроэнергией конечных потребителей в пределах ЕС, во исполнение директивы 2009 года (п. 7 преамбулы) весной 2011 года было учреждено Европейское объединение операторов электропередающих сетей (ЭНТСО), надзор за деятельностью которого был возложен на вышеупомянутое агентство по сотрудничеству с энергетическими регуляторами.

Функционирование ЭНТСО осуществляется на условиях соблюдения общеевропейских норм о конкуренции и на основе принципов эффективности, прозрачности и представительного характера ЭНТСО. Разрабатываемые ЭНТСО своды правил не должны подменять соответствующие своды правил, действующие в отдельных государствах. В свою очередь, региональные операторы передающих сетей осуществляют свою деятельность с учётом местной специфики и принципа экономической эффективности. При этом, деятельность региональных операторов должна соответствовать также общеевропейским сводам правил. Государства-члены ЕС отвечают за бесперебойность функционирования своей электроэнергетической инфраструктуры и укрепляют сотрудничество на региональном уровне. Межрегиональное сотрудничество должно осуществляться в русле создания общеевропейского конкурентного и эффективного рынка электроэнергии.

Согласно директиве, операторы передающих сетей, обеспечивающих трансграничный переток энергии, получают компенсацию расходов

Для обеспечения большей прозрачности функционирования всех передающих сетей ЭНТСО во исполнение директивы 2009 года (п. 9 преамбулы) составляет общеевропейский десятилетний план развития энергосетей. Данный документ официально публикуется, обновляется один раз в два года, но не имеет юридической силы. В нём указываются перспективные планы развития энергосетей, причём особый упор делается на развитие региональных и межрегиональных интерконнекторов. В десятилетний план включается также прогноз о перспективах дальнейшего развития электрогенерации в ЕС. Согласно п. 10 ст. 8 директивы, финансовой основой десятилетнего плана являются национальные инвестиционные программы

ЛЭП, Германия



ТЭЦ , Барселона

(включая региональные) государств-членов ЕС. В плане учитываются также региональные и местные потребности в электроэнергии, с помощью которых изучается обоснованность строительства интерконнекторов. Наконец, на основе анализа перечисленных факторов выявляются слабые места в существующей инфраструктуре и делаются предложения по их устранению, в особенности в части создания новых трансграничных передающих мощностей.

Далее, согласно п. 3 ст. 8 директивы, ЭНТСО разрабатывает меры по обеспечению эффективной эксплуатации электросетей как в обычном режиме, так и при возникновении чрезвычайных ситуаций, включая общеевропейскую систему классификации чрезвычайных ситуаций, а также планы научных исследований в данной области. ЭНТСО также готовит рекомендации по осуществлению технического взаимодействия между Евросоюзом и операторами энергосетей из третьих стран. Наконец, ЭНТСО формулирует план работы на каждый календарный год и отчёт о его исполнении, а также ежегодные зимние и летние прогнозы о достаточности электрогенерации на соответствующий период. Согласно п. 1 ст. 10 директивы, ЭНТСО осуществляет консультирование по перечисленным выше аспектам всех затрагиваемых ими и заинтересованных участников рынка, в том числе регуляторов и иных органов государственного управления, а также электрогенерирующие и энергоснабжающие организации, операторов энергосетей, потребителей, представителей смежных отраслей и прочих заинтересованных групп. Во исполнение норм ст. 12 директивы ЭНТСО координирует взаимодействие операторов электросетей на региональном уровне, в том числе через составление каждые два года новых инвестиционных планов. В свою очередь, операторы передающих сетей обязаны (согласно п. 2 ст. 12 директивы) развивать взаимодействие между собой на местах, способствовать развитию региональных бирж электроэнергии, координировать выделение квот на доступ к передающим мощностям на основе рыночно ориентированного и недискриминационного подхода.

В директиве (в п. 11 преамбулы и в ст. 13) закреплено также положение, согласно которому операторам передающих сетей, через которые осуществляется трансграничный переток электроэнергии, предусматривается выделение компенсаций понесённых ими расходов. Эти компенсации возложены на операторов тех сетей, из которых и в которые такая электроэнергия поступает. В соответствии с п. 3 ст. 13 директивы, компенсации выплачиваются на регулярной основе по факту состоявшихся поставок электроэнергии в истекшие промежутки времени. Размеры компенсаций подлежат корректировке согласно фактически понесённым операторами передающих сетей расходам. При возникновении разногласий о величине компенсаций принятие решения отдаётся на усмотрение Еврокомиссии. Данные платежи и вытекающие из них доходы должны учитываться при формировании соответствующих национальных тарифов (п. 12 преамбулы директивы).

Директива 2009 года отличается невиданным доселе регуляторным вмешательством европейского законодателя в функционирование национальных электроэнергетических секторов государств-членов Евросоюза

В основе функционирования такой системы должен лежать принцип установления величины выплат за доступ к энергосетям на основе разницы между генерацией и потреблением электроэнергии в соответствующем регионе. Эта разница вычисляется исходя из соотношения выплат за доступ к сетям со стороны производителей и потребителей электроэнергии. В свою очередь, эта величина

выплат должна соотноситься с величиной выплат в пользу оператора энергосетей со сравнимыми производственными показателями.

В рамках реализации положенных в основу директивы принципов конкурентоспособности и недискриминации, в ней зафиксировано положение, согласно которому установление тарифов в зависимости от географических расстояний нецелесообразно. Нецелесообразно также и применение особых тарифов, уплачиваемых только экспортёрами или импортёрами, в дополнение к действующей плате за доступ к национальным электросетям при наличии действующих, привязанных к местным условиям, ценовых ориентиров (п. 15 преамбулы, п. 1 ст. 14).

Принцип конкурентоспособности отражён и в п. 17 преамбулы, согласно которому необходимо избегать нарушения конкуренции вследствие применения различных национальных стандартов, в том числе и стандартов безопасности, предъявляемых к эксплуатации электросетей (такие стандарты должны быть прозрачными).

Для того, чтобы все участники рынка смогли реалистично оценить ситуацию со спросом и предложением, а также причины изменения оптовых цен, директива (п. 19 преамбулы) требует обеспечить равный доступ к информации о генерации, спросе и предложении, включая прогнозы, сведения о мощности сетей и интерконнекторов, объёме перетока электроэнергии, регламентных ремонтных работах, обмене технической электроэнергией и резервных мощностях. Перечень такой информации, подлежащей опубликованию и предоставлению надзорным и регулирующим органам, прописан в самой директиве (ст. 15). Обнародованию также подлежат применяемые операторами передающих электросетей производственные стандарты, а также стандарты безопасности и планирования. Опубликованию и последующему одобрению регулирующими органами подлежат алгоритмы расчёта мощности передающих сетей и исчисления маржи за обеспечение безопасности работы сетей. Компании-операторы обязаны публиковать исчис-

> Чтобы все участники рынка смогли оценить ситуацию со спросом и предложением, директива требует обеспечить равный доступ к информации о прогнозах, мощности сетей и интерконнекторов, объёме перетока и т. д.

ЛЭП, Прибалтика

ляемую на каждый конкретный день мощность передающих сетей с указанием уже зарезервированных участниками рынка мощностей. Публикуются также прогнозы производительности передающих сетей на следующую неделю и следующий месяц. Операторы должны публиковать сведения о фактическом спросе на электроэнергию, о потенциальных генерирующих мощностях и фактическом спросе на них и об использовании передающих сетей. В свою очередь, участники рынка также обязаны предоставлять операторам передающих сетей информацию такого рода. Электрогенерирующие компании, собственники и операторы электрогенерирующих установок мощностью от 250 мегаватт обязаны хранить почасовые данные работы таких энергоустановок за пять лет. Хранению, помимо прочих, подлежат данные об объёмах выработанной электроэнергии на момент выдвижения коммерческих оферт, о наличии генерирующих и резервных мощностей на тот или иной момент времени, включая информацию о предоставлении резервных мощностей. Национальные энергетические регуляторы, национальные антимонопольные органы и Еврокомиссия вправе запрашивать также информацию о принятии текущих производственных решений по эксплуатации таких установок, об офертах продавцов на биржах электроэнергии, на аукционах по продаже доступа к передающим мощностям, на рынках резервных мощностей и на внебиржевых рынках.

ЛЭП, ЕС

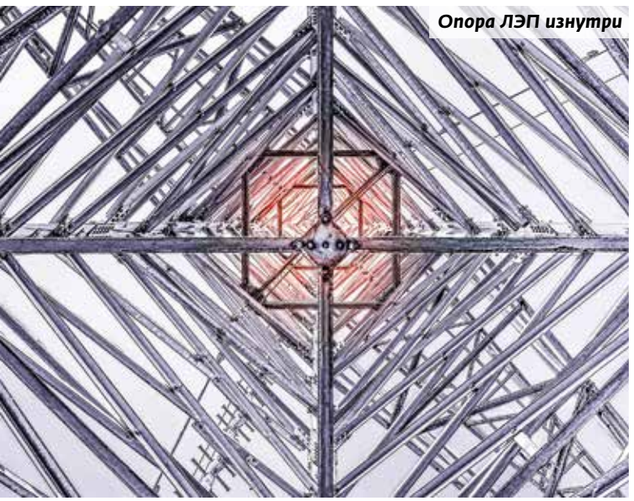
Отдельный нормативный массив посвящён санкциям, которым могут быть подвергнуты участники рынка. В директиве, в п. 20 преамбулы, говорится, что в свете укрепления доверия к рыночным механизмам участники рынка должны быть уверены в том, что злоупотребления неизбежно повлекут за собой действенные, соразмерные и карательные санкции. Соответствующие органы должны быть наделены полномочиями по эффективному расследованию возможных случаев злоупотреблений на рынке. С этой целью необходимо обеспечить компетентным органам доступ к данным, способным пролить свет на производственные решения электроснабжающих организаций. Контролирующие органы также должны быть наделены полномочиями по регулярному контролю за соблюдением энергокомпаниями условий работы на рынке. Из-под постоянного контроля целесообразно вывести лишь небольшие генерирующие компании, которые вследствие своего размера неспособны злоупотреблять своим положением на рынке. Согласно ст. 22 директивы, Еврокомиссия правомочна налагать на энергетические компании денежные штрафы максимально до 1% от оборота за предыдущий финансовый год. Подобные финансовые санкции налагаются на энергокомпании, во-первых, за представление неверных, неполных либо искажённых данных и, во-вторых, за не предоставление затребованной Еврокомиссией информации в сроки, указанные в п. 5 ст. 20 директивы. Санкции не носят уголовно-правовой природы, их тяжесть определяется соразмерно серьёзности деяний участников энергорынка. Практическое применение санкций возложено на органы управления государств-членов ЕС.

На основании п. 25 преамбулы контроль за соблюдением директивы возлагается на национальные регуляторы стран-членов ЕС. При этом согласно ст. 20 директивы, национальные регуляторы и другие административные органы государств-членов ЕС обязаны предоставлять Еврокомиссии соответствующую информацию по её запросу. Передаче

Еврокомиссии подлежат, помимо прочего, сведения о фактически понесённых операторами национальных передающих сетей расходах, все данные о перетоках электроэнергии и о возникающих в связи с этим расходах. Еврокомиссия также получила полномочие истребовать необходимую информацию непосредственно от энергетических компаний при условии уведомления об этом правительства соответствующего государства. Данное полномочие реализуется в случае не предоставления в надлежащие сроки Еврокомиссии информации государственными органами стран-членов ЕС. Согласно п. 6 ст. 20 директивы, Еврокомиссия обязана обеспечивать конфиденциальность полученных от энергокомпаний данных, отвечающих формальным признакам коммерческой тайны.

Таким образом, по состоянию на текущий момент европейский электроэнергетический сектор подвергается год от года всё более всеобъемлющему регулированию на наднациональном уровне. Увеличивающееся регулятивное воздействие привносит в жизнь как позитивные, так и негативные аспекты.

К позитивным сторонам регулирования на общеевропейском уровне можно отнести постепенную унификацию правил игры в электроэнергетическом секторе во всех 28 государствах ЕС. Унификация затрагивает электроэнергетику как на национальном, так и на региональном уровнях и способствует гармонизации рынка ёмкостью свыше 500 млн потребителей. Постепенная ликвидация различных преград на пути свободной торговли электроэнергией на всей территории ЕС – самое большое достижение этого процесса. Формирующийся на протяжении почти двух десятилетий регулятивный механизм делает условия работы на европейском электроэнергетическом рынке более понятными. Гарантии сохранения существующего правового регулирования на годы вперёд вносят позитивный вклад в формирование инвестиционного климата и оказывают благотворное влияние, в том числе на смежные отрасли.



Опора ЛЭП изнутри

> Вместо изолированных друг от друга национальных рынков возникли укрупнённые зоны торговли электроэнергией. Продажи между такими зонами выглядят более проблематично

Однако наряду с перечисленными позитивными аспектами, действующий в настоящее время общеевропейский нормативный механизм регулирования электроэнергетики характеризуется также и рядом негативных черт. Осуществлённая за предшествующие два десятилетия унификация правового регулирования привела к слому правовых и технических барьеров на национальном уровне. В результате, вместо изолированных друг от друга национальных рынков возникли укрупнённые зоны торговли электроэнергией. Внутри каждой из этих зон не существует препятствий для свободной торговли электроэнергией на основе баланса спроса и предложения. Однако ситуация с торговлей ею между такими зонами выглядит проблематичнее. Формальных препятствий нет и здесь, но продолжают сохраняться проблемы на пути трансграничного обмена электроэнергией в силу ограниченной пропускной способности имеющейся передающей инфраструктуры. Тем самым отсутствие нормативных границ компенсируется наличием пределов инфраструктурных мощностей.

Сложившийся антагонизм между юридической возможностью беспрепятственно торговать электроэнергией внутри отдельных зон и технической невозможностью взаимодействовать между этими зонами в силу недостатка передающей инфраструктуры и отсутствия у участников рынка желания развивать её, является сейчас объектом повышенного внимания европейских экспертов и политиков. Хотя существующий регулятивный массив уже содержит нормы, направленные на развитие межзонального торгового обмена (описанные выше своды норм поведения), их имплементация затруднена существующей рыночной ситуацией. В результате потоки электроэнергии циркулируют внутри отдельных зон вне зависимости от колебания спроса и предложения в других зонах. Европейские эксперты считают в настоящий момент задачей номер один развитие межзонального взаимодействия, строительства соединительной передающей инфраструктуры и обеспечение оперативного, свободного перетока

ТЭЦ, Северная Исландия

электроэнергии из одной зоны в другую сообразно спросу на неё. В качестве выхода из сложившейся ситуации, помимо прочего, выдвигаются предложения создать новые стимулирующие ценовые ориентиры для производителей электроэнергии и операторов передающей инфраструктуры [10].

Перечисленные проблемы и способы их решения свидетельствуют о постепенно растущем несоответствии духу времени существующих европейских механизмов регулирования рынка электроэнергии. Поэтому логично, что жизненные реалии диктуют уже сейчас потребность в переходе к новому этапу развития регулятивного механизма. Таким последним этапом в формировании европейского единого электроэнергетического рынка стало одобрение в декабре 2018 года представителями председателя Евросовета и председателя Европарламента проекта новой директивы по регулированию рынка электроэнергии [11].

> В проекте новой директивы чётко зафиксировано право поставщиков электроэнергии устанавливать расценки по собственному усмотрению, что поощряет конкуренцию и снижение тарифов

Проект новой директивы был утверждён путём заключения временного соглашения и должен быть ещё одобрен Европейским советом и Европейским парламентом[2]. Лишь после прохождения этих процедур новая директива вступит в силу. По словам принимавшей участие в подписании временного соглашения министра по делам устойчивого развития и туризма Австрии Элизабет Кёстингер, проект директивы содержит два ключевых положения. Суть первого состоит в том, что директива будет являться своего рода «пакетным соглашением о чистой энергетике», о декарбонизации европейского электроэнергетического сектора и тем самым – формой практической реализации Парижского соглашения по климату. Второе положение знаменует принципиально важный шаг на пути превращения ЕС в энергетический союз [11].

Согласование проекта новой директивы об электроэнергии было продиктовано желанием высших органов ЕС обеспечить лучшую реализацию принципов конкурентности, сфокусированности на потребителе, гибкости и недискриминации на общеевропейском рынке электроэнергии. В частности, документ расширяет права потребителей, защищает наименее слабых из них, и чётче фиксирует роли и ответственность участников рынка. Кроме того, документ нацелен на демонтаж ещё сохраняющихся преград на пути трансграничной торговли электроэнергией.

Важной новеллой проекта директивы является чётко зафиксированное право поставщиков электроэнергии устанавливать расценки по собственному усмотрению. Данная норма нацелена на поощрение рыночных механизмов, конкуренции и в конечном итоге – на снижение тарифов. В то же самое время Европейский совет сделал акцент на преемственности защиты наиболее уязвимых категорий потребителей. С этой целью государствам-членам ЕС делегировано правомочие регулировать тарифы для социально незащищённых домохозяйств. Кроме того, государства вправе вмешиваться в процесс

[2] *В настоящий момент проект директивы так и не прошёл ратификацию и потому не вступил в силу.*

формирования тарифов на электроэнергию для иных групп домохозяйств и мелких предпринимателей. Государства-члены ЕС также получили возможность разрабатывать «механизмы регулирования мощностей». Суть этой нормы заключается в возможности выплачивать дополнительные надбавки поставщикам электроэнергии за внеплановую и оперативную подачу дополнительных объёмов электричества в ситуациях пикового спроса.

В положения о «механизмах регулирования мощностей» интегрирован и упомянутый выше принцип декарбонизации европейского электроэнергетического сектора. В проект директивы заложен лимит в 550 г углекислоты на выработку одного киловатт-часа электроэнергии. Планируется, что новые электростанции, которые будут введены в эксплуатацию после вступления в силу директивы и которые не сумеют уложиться в этот лимит, будут лишены права участвовать в механизмах регулирования мощностей. Уже работающие электростанции, которые не укладываются в лимит, либо выбрасывают в атмосферу 350 кг углекислоты на одну энергоустановку, после 1 июля 2025 года потеряют право участвовать в механизмах регулирования мощностей. Данные нормы нацелены и на укрепление правовой определённости: инвесторы будут заранее знать, какие капиталовложения в электроэнергетический сектор более предпочтительны на перспективу.

Проект новой директивы предоставляет возможность непосредственно участвовать в функционировании рынка электроэнергии и потребителям. Такое участие будет осуществляться, к примеру, в виде права реализовывать на рынке выработанную собственными силами электроэнергию, в доступе к формированию баланса спроса и предложения, в возможности граждан основывать «энергетические товарищества». Далее, проект новой директивы предоставляет потребителям возможность выбирать в автоматизированном порядке наиболее предпочтительные тарифы, право устанавливать умные счётчики электроэнергии и заключать «динамичные» (т. е. с правом оперативного изменения) абонентские договоры. В частности, не позднее 2026 года европейские потребители получат возможность менять поставщика электроэнергии не более чем за 24 часа.

Таким образом, формирование единого европейского рынка электроэнергии, которое идёт уже без малого тридцать лет, отчётливо выявило всю сложность и противоречивость этого процесса.

В заключение отметим, что формирование единых/объединённых энергетических рынков является одной из важнейших задач практически всех интеграционных объединений, в том числе и Евразийского экономического союза (ЕАЭС). В частности, в мае 2019 года главы государств ЕАЭС подписали международный договор о формировании общего электроэнергетического рынка, а на выездном заседании Консультативного комитета по электроэнергетике Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) в Чолпон-Ате (Кыргызстан) в августе этого года была названа и дата его запуска – не позже 1 января 2025 года. Но для того, чтобы это произошло, необходимо проделать ещё много работы, в том числе и в рамках разработки правовых основ этого рынка. И учёт выявленных в ходе формирования единого европейского рынка электроэнергии проблем, ошибок и недоработок позволит не только не повторить их, но и выиграть время.

ТЭЦ, ЕС

Подстанция, ЕС

Использованные источники

1. *Richtlinie des Rates vom 29.Oktober 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze (90/547/EWG) – URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ ALL/?uri=CELEX%3A31990L0547*
2. *Richtlinie des Rates vom 29.Juni 1990 zur Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrenszur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlendenGas-und Strompreise (90/377/EWG) – URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A31990L0377*
3. *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt – URL: http://www.iwr.de/re/eu/recht/gesetz1.html*
4. *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG – URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/? uri=celex%3A32003L0054*
5. *Verordnung (EG) Nr.1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel – URL: https://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/cep.eu/Analysen_KOM/KOM_2007_531_Stromhandel/Stromhandels-Verordnung_1228–2003.pdf*
6. *Mitteilung der Kommission vom 10.Januar 2007 „Eine Energiepolitik für Europa" – URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/MEMO_07_7*
7. *Mitteilung der Kommission vom 10.Januar 2007 „Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt" – URL: https://www.cep.eu/Analysen_KOM/KOM_2006_841_Elektrizitaetsbinnenmarkt/cepAnalyse_KOM_2006_841_Erdgas-_u_Elektrizitaetsbinnenmarkt.pdf*
8. *Mitteilung der Kommission vom 10.Januar 2007 „Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr.1/2003 (Abschlussbericht) – URL: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0851: FIN: DE: pdf*
9. *Verordnung (EG) Nr.714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr.1228/2003 – URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0714*
10. *The EU´s electricity market: the good, the bad and the ugly – URL: https://www.politico.eu/sponsored-content/the-eus-electricity-market-the-good-the-bad-and-the-ugly/*
11. *Europe´s electricity market rules get ready for the energy transition: provisional agreement between Presidency and Parliament – URL: https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2018/12/19/europes-electricity-market-rules-get-ready-for-the-energy-transition-provisional-agreement-between-presidency-and-parliament/*

И. МАНДРЫКИНА

НА ВОСТОК С ЛЮБОВЬЮ:

«ГАЗПРОМ» ЗАПУСКАЕТ «СИЛУ СИБИРИ», «ТРАНСНЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ВСТО

Ирина МАНДРЫКИНА –
старший корреспондент
ИА ТАСС

«Сила Сибири» «Газпрома» и нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) «Транснефти» – два крупнейших проекта транспортной инфраструктуры в нефтяной и газовой отраслях – к концу текущего года подошли к неким кульминационным точкам. Газотранспортный мегапроект «Газпрома» достроен и будет введен в эксплуатацию уже в декабре этого года, «Транснефть» в конце ноября вывела ВСТО на проектную мощность в 80 млн тонн на 11 лет раньше срока.

«Это будет историческое событие, потому что начнутся поставки от самого крупного экспортера газа в мире самому крупному импортеру. За 30 лет будет поставлен один триллион кубометров газа на китайский рынок», – говорил на встрече с президентом России Владимиром Путиным в сентябре этого года глава «Газпрома» Алексей Миллер.

Значимость проекта расширения нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» ничуть не меньше – по плану, достижение пропускной способности ВСТО-1 в 80 млн тонн и ВСТО-2 – в 50 млн тонн предусматривалось только к 2030 году.

Оба проекта, что закономерно, ориентированы на Азиатско-Тихоокеанский регион. Подобно ВСТО, который уже стал главным каналом транспортировки на азиатский рынок российской нефти, «Сила Сибири» должна стать основным источником поставок в Китай российского газа.

Энергетический альянс

Оба проекта реализуются под эгидой глобальной задачи по созданию энергетического альянса с Китаем (здесь же можно вспомнить пока так и не реализованный проект энергомоста «Россия – АТР», тему создания которого так любил экс-глава «Россетей» Олег Бударгин). В частности, министр энергетики России Александр Новак, выступая на встрече президента Владимира Путина с председателем КНР Си Цзиньпином на площадке саммита БРИКС назвал нашу страну ведущим поставщиком сырой нефти в Китай и напомнил, что в 2018 году Россия поставила на китайский рынок 67 млн тонн этого топлива стоимостью свыше 35 долларов, что на 27,4% выше показателя 2017 года. Еще свыше 23 млн тонн Россия экспортировала в другие страны АТР.

«Фактически есть все основания говорить о формировании российско-китайского энергетического альянса», – сказал тогда министр, упомянув также взаимные интересы с китайской стороной у «НОВАТЭКа», «Роснефти», «Газпром нефти», «Транснефти» и «СИБУРа».

«Для России Азиатско-Тихоокеанский регион в настоящее время приобретает особое значение, так как именно с ним связано использование ресурсов Сибири и Дальнего Востока и исполнение поставленной президентом России задачи по опережающему развитию региона. На Дальнем Востоке сосредоточены огромные энергетические ресурсы – порядка 13% всех нефтяных запасов России, более 16% запасов газа – и монетизация и эффективное использование этих запасов не возможны без торгового и технологического сотрудничества с зарубежными партнерами», – прокомментировали в Минэнерго России.

«Рынок АТР – безусловно, рынок с растущим спросом: в базовом прогнозе BP к 2040 году спрос на первичное потребление энергии в регионе вырастет на 49%. Ожидается, что будет расти потребление всех энергоресурсов, в том числе и поставляемых Россией угля, газа и нефти», – отметили в министерстве.

«За последние пять лет Россия в два раза увеличила поставки нефти в страны АТР, на столько же возросли поставки угля, удваиваются объемы поставок газа», – сообщили в Минэнерго России.

По данным министерства, экспорт нефти в азиатские страны дальнего зарубежья в первом полугодии 2019 года вырос на 9,4% год к году, в том числе трубопроводным транспортом в Китай – на 7,4%. Китай представляется одним из ведущих и долгосрочных партнеров России в регионе. «В этой связи Россия продолжает развитие энергетических отношений со страной, запускает в работу новый газопровод «Сила Сибири» мощностью 38 млрд кубометров газа. Экспертами прогнозируется, что Китай обеспечит более 40% роста мирового спроса на газ в период до 2024 года», – добавили в министерстве.

> Экспорт нефти в азиатские страны в I полугодии 2019 года вырос на 9,4%, в том числе трубопроводным транспортом в Китай – на 7,4%. Китай представляется одним из ведущих и долгосрочных партнеров России в регионе

Любимый покупатель

«Сегодня Китай – наиболее перспективный газовый рынок в мире. Фактически страна полномасштабно ввела газ в энергетику и в промышленность за два десятка лет. В 2000 году потребление газа в Китае не превышало 30 млрд кубометров, причем обеспечивалось полностью за счет собственной добычи. По итогам прошлого года этот показатель в Китае превысил 280 млрд кубометров, а импорт – 120 млрд кубических метров», – полагает аналитик по газу Центра энергетики Московской школы управления Сколково Сергей Капитонов.

По словам Капитонова, большинство имеющихся отраслевых прогнозов говорят о том, что через 20 лет потребление газа в Китае составит 600–700 млрд кубометров. «Конечно, России как поставщику

Сварка первого стыка газопровода «Сила Сибири»

Рис. 1.
Импорт сырой нефти Китая

Источник: http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201911/t20191115_1709623.html

газа просто жизненно необходимо присутствовать на этом рынке. В этой связи запуск «Силы Сибири» – важнейший практический шаг декларируемого «поворота на Восток», – полагает аналитик.

Действительно, КНР на данный момент – один из крупнейших импортеров энергоносителей мира, свыше 60% потребления страны обеспечивают поставки из-за рубежа. Так, по данным государственного статистического управления страны, импорт нефти в Китай в январе-октябре текущего года составил 414,5 млн тонн нефти, что на 10,5% выше аналогичного показателя 2018 года, а импорт природного газа достиг 77,7 млн тонн, увеличившись в годовом исчислении на 7,9%.

Китай – один из крупнейших импортеров энергоносителей мира, свыше **60%** потребления страны обеспечивают поставки из-за рубежа

Добыча сырой нефти в Китае с января по октябрь 2019 г. достигла 159,25 млн тонн, увеличившись на 1,1% в годовом исчислении, объем среднесуточной добычи составил 520 тысяч тонн. Добыча природного газа в стране за 10 месяцев достигла 142,3 млрд кубометров, показав рост на 9,3% к аналогичному показателю предыдущего года, а среднесуточная добыча достигла 470 млн кубометров.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), на фоне роста общемирового спроса на нефть до 106,4 млн баррелей в сутки к 2040 году, основными драйверами увеличения потребления нефти станут Китай, Индия и Ближний Восток. Одновременно спрос на нефть в Европе и США будет сокращаться, аналогичная тенденция будет наблюдаться и в потреблении газа.

При этом Россия становится крупнейшим поставщиком энергоносителей в Китай уже не первый год, и в дальнейшем продолжит наращивать поставки. Так, объем импорта нефти из России в Китай по итогам первого полугодия этого года составил 37,7 млн тонн, увеличившись на 15% к аналогичному показателю прошлого года, угля – 16,5 млн тонн, прирост на 25%.

Восток – дело тонкое

Безусловно, Россию, с одной стороны, привлекает потенциально емкий потребительский рынок Китая, где проживает одна пятая населения планеты, с другой – динамичное экономическое

Рис. 2.
Добыча сырой нефти в Китае

Источник: http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201911/t20191115_1709623.html

развитие в целом стран Азии делает их привлекательными с точки зрения диверсификации направлений внешнеэкономической деятельности. Из-за удаленности стран АТР от крупных разрабатываемых бассейнов ископаемых углеводородов, цены на носители здесь выше среднемировых, а тот факт, что Россия и Китай имеют общую границу, делает удобным транспортировку энергоносителей через трубопровод.

Казалось бы, вот вам готовая история успеха на долгие годы вперед – надо всего лишь качать нефть и газ по трубопроводу в страну с дефицитом углеводородов. Однако не все так безоблачно.

Одновременно с ростом импорта энергоносителей Китайская Народная Республика и сама намерена постепенно увеличивать свою годовую добычу. В частности, к 2020 году этот показатель по нефти должен составить 200 млн тонн, по газу – 360 млрд кубометров.

Рис. 3.
Динамика потребления газа в Китае

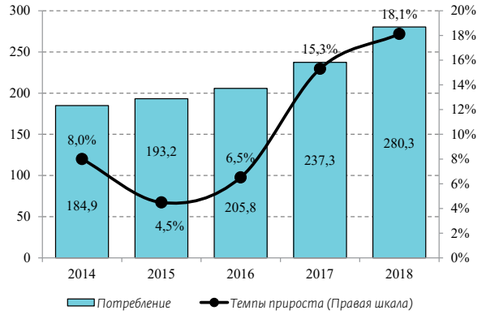
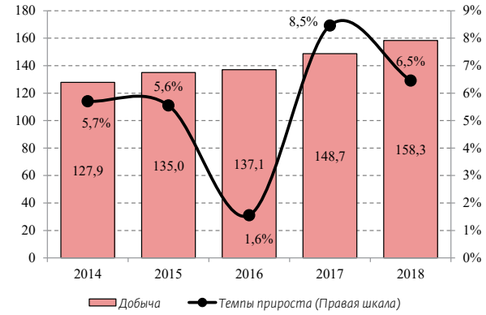


Рис. 4.
Динамика добычи газа в Китае



Источник: https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2019/05042019/10-HOTIMSKY-PRZ.pdf

В своем ежегодном прогнозе МЭА оговаривает, что рост спроса на нефть в Китае какое-то время еще будет оставаться устойчивым, однако в 2030-х годах остановится на уровне в 15,6 млн баррелей в сутки. «Использование нефти в нефтехимии неуклонно будет расти в период между 2018 и 2040 годами. Однако из-за повсеместной электрификации – по прогнозу, в 2040 году 150 млн автомобилей в Китае будут электрическими – и все более эффективного автопарка, потребление нефти для автомобилей достигнет пика в 2030 году, а затем будет медленно снижаться», – сказано в прогнозе.

Кроме того, не будем забывать, что мы – не единственные поставщики энергоносителей в Китай. Так, помимо России, нефть сюда поставляют Саудовская Аравия, Иран, Ирак, Ангола и Венесуэла. При этом, в июне этого года объем импорта из Саудовской Аравии увеличился до исторического максимума в 7,72 млн тонн на фоне сокращения импорта нефти из Ирана до минимального уровня с 2010 года в 855,6 тысяч тонн. Причиной тому послужили политические мотивы – в конце апреля этого года США отказались продлевать действие исключений из санкций в отношении Ирана для ряда стран, в том числе, для Китая, тем самым запретив закупки иранской нефти. Это вызвало раздражение китайской стороны, которая выступила резко против односторонних антииранских санкций. Страна не прекратила закупку нефти из Ирана, однако сократила объемы до исторических минимумов.

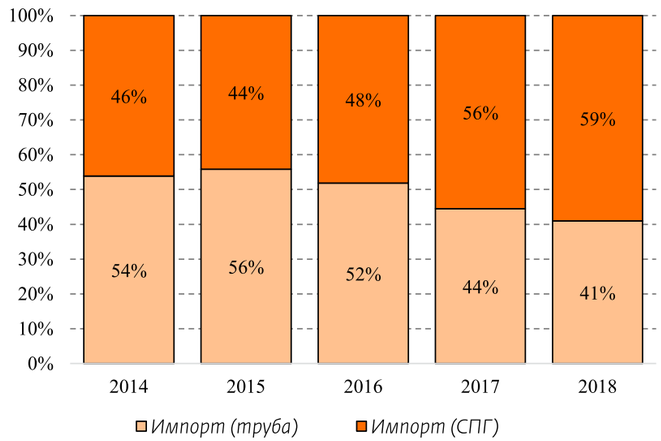
Что касается трубопроводного газа, то основным его экспортером в Китай уже долгое время является Туркменистан, объемы поставок которого на китайский рынок в 2018 году составили 35,5 млрд кубометров. Свои поставки также наращивают Узбекистан и Казахстан, поставившие в минувшем году в КНР 6,9 и 6,2 млрд кубометров газа соответственно.

Вместе с тем, в последние годы разрыв между потреблением газа и собственной добычей КНР продолжает расти, и импорт этого энергоресурса из года в год увеличивается. В 2018 году импорт природного газа в Китай составил 125,5 млрд кубометров, что на 65,9 млрд кубометров больше уровня 2014 года. При этом возрос импорт как трубопроводного газа, так и СПГ. Доля импорта в потреблении газа в 2018 году составила 44%, увеличившись на 13 процентных пункта с 2014 года.

Газовые перспективы

«Сила Сибири» – амбициозный мегапроект «Газпрома», рожденный в период напряженности в отношениях России и Европы, и курса на «разворот» в восточном направлении. Диверсификация поставок природного газа в восточном направлении планировалась давно, однако инвестиционные возможности для этого были ограничены, поскольку размах проекта был поистине грандиозным. Общая протяженность газопровода «Сила Сибири»

Рис. 5.
Структура импорта газа в Китай в 2014–2018 гг., %



Источник: https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2019/05042019/10-HOTIMSKY-PRZ.pdf

составляет около 3 тысяч километров. При этом маршрут проходит через суровые восточносибирские регионы Якутию, Иркутскую и Амурскую области. Ресурсной базой газопровода станут гигантские месторождения: Ковыктинское и Чаяндинское с суммарными запасами почти 4 трлн кубометров. Этот проект позволит экспортировать в Китай 38 млрд кубометров газа в год.

Строительство газопровода началось в 2014 году. Тогда в мае «Газпром» и Китайская национальная нефтегазовая компания (CNPC) подписали контракт на 400 млрд долларов на поставку в КНР 38 млрд кубометров газа в год. При этом, позже глава «Газпрома» Алексей Миллер сообщал, что дополнительные поставки газа в Китай по трубопроводу могут составить 5–10 млрд кубометров в год. На момент заключения контракта цена на нефть превышала 100 долларов за баррель.

Меньше, чем через полгода с момента подписания соглашения – 1 сентября 2014 года – строительство трубы торжественно запустил президент России Владимир Путин, а в июне 2015 года в КНР приступили к строительству китайского участка «восточного маршрута» газопровода.

«Мы начинаем самый крупный строительный проект в мире. Ничего крупнее в мире происходить в этой области в ближайшее время не будет. <…> Этот проект даст нам возможность – нам, России – не только поставлять газ на экспорт, он даст нам возможность развивать газификацию своей собственной страны, восточных регионов Российской Федерации, Дальнего Востока и Восточной Сибири. Это даст нам возможность подтолкнуть развитие в этом регионе, да и во всей стране, машиностроения, металлургической промышленности, трубной промышленности, химической промышленности. Это огромные капиталовложения, создание новых рабочих мест и высокотехнологичных производств», – говорил президент России Владимир Путин на церемонии соединения первого звена трубопровода в 2014 году.

Укрепление поверхности береговых участков «Сила Сибири»

Планировалось, что «Газпром» сможет профинансировать проект за счет предоплаты по контракту с Китаем в размере 25 млрд долларов, однако позже глава газового гиганта Алексей Миллер сообщил, что у компании есть все возможности для самостоятельного финансирования проекта.

В сентябре 2016 года «Газпром» и CNPC подписали EPC-контракт на строительство подводного перехода трансграничного участка «Силы Сибири» через реку Амур, подрядчиком выбрано трубопроводное бюро CNPC – China Petroleum Pipeline.

«Сооружение перехода с китайской стороны началось в апреле 2017 года, а в мае был открыт временный двусторонний пункт пропуска через российско-китайскую границу для организации доступа и беспрепятственной работы строительной техники и персонала в пограничной зоне», – пишет «Газпром» на своем официальном сайте.

29 декабря «Газпром» заявил о завершении процесса заполнения газопровода газом – с Чаяндинского месторождения он был доведен до приграничной газоизмерительной станции в районе Благовещенска. Таким образом, компания подготовила линейную часть газопровода к началу поставок в Китай.

Газопровод должен стать основой Восточной газовой программы «Газпрома», предполагающей масштабное развитие газотранспортной системы в Сибири и на Дальнем Востоке – как в интересах местных потребителей, так и с целью наращивания экспортных возможностей. При этом потенциально проект должен получить свое развитие в проекте «Алтай», или «Сила Сибири-2», который по западному маршруту через Алтайские горы свяжет месторождения Западной Сибири и Синьцзян-Уйгурский автономный район на западе Китая. Он также предполагает строительство транзитного газопровода мощностью 30 миллиардов кубометров газа год. В дальнейшем при его реализации могут быть построены вторая и третья нитки, что позволит увеличить потенциальную производительность до 100 млрд кубометров в год. Его заявленная протяженность должна составить порядка 6,7 тысяч км, из которых 2,7 тысячи км должны пройти по территории России.

> Китай и сам намерен постепенно увеличивать собственное производство углеводородов. К 2020 году добыча нефти должна достигнуть 200 млн тонн, газа – 360 млрд кубометров

Таким образом, Россия и Китай будут связаны сетью крупных трубопроводов для поставок газа через несколько ключевых точек на границе двух государств – на западе, востоке и в центре.

Переговоры по этому проекту «Газпром» рассчитывает активизировать после запуска «Силы Сибири», сообщал в июне председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер.

«Что касается проекта «Алтай» или «Сила Сибири – 2», то речь идет о том, что этот проект будет обеспечен не конкретными, уникальными месторождениями, это будет не просто центр газодобычи, это будет вообще газовый бассейн, где газ будет добываться для потребителей в России и за рубежом в течение более ста лет. И в этом существенное отличие этого проекта от каких-либо других проектов. Ресурсной базой этого проекта является газовый бассейн», – говорил Миллер.

Вместе с тем, для международных проектов велики риски, связанные с изменениями

Рис. 6.
Схема газотранспортной системы «Сила Сибири»

Источник: https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/

Нефтепровод ВСТО

в политической ситуации и взаимоотношениях стран, экспортирующих и импортирующих топливо, а также с государствами-транзитерами. Так, существует риск непродления договора поставки, изменения его цены и объемов. Примером здесь может послужить «Северный поток», газ по которому проходит транзитом через территорию Украины.

Существуют и так называемые «инновационные» риски, связанные с появлением альтернативных источников энергии – о них в своем отчете упоминало МЭА – а также выходом на рынок «нетрадиционных» нефти и газа, которые могут существенно скорректировать спрос и предложение на энергетическом рынке.

> В 2000 году потребление газа в Китае не превышало 30 млрд кубометров, причем обеспечивалось оно за счет собственной добычи. В 2018 году этот показатель превысил 280 млрд кубометров, а импорт – 120 млрд кубометров

С учетом того, что газопроводы создаются для эксплуатации в течение нескольких десятилетий, доходы, получаемые от них, со временем могут снижаться из-за появления более инновационных технологий. Однако, даже революционные технологии в энергетике вряд ли в обозримом будущем полностью ликвидируют спрос на «традиционный» природный газ – а, значит, и на его транспортировку – что позволяет считать инновационный риск в проектах строительства международных трубопроводов относительно небольшим.

Нефтепровод в АТР

Но если газ в восточном направлении только планируется пустить, то нефть течет по трубопроводу в азиатские страны уже не первый год. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) «Транснефти» построена для транспортировки нефти на российский Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Ее проектная пропускная способность – 80 млн тонн нефти в год, а протяженность трассы превышает 4 тысячи километров. Нефть экспортируется по ответвлению «Сковородино – Мохэ» мощностью 600 тысяч баррелей в сутки, или 30 млн тонн нефти в год, а также через специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае, конечный пункт ВСТО на побережье Японского моря. Пропускная способность морского терминала в данный момент увеличена до 36 млн тонн.

Благодаря тому, что ВСТО в основном заполняется нефтью восточносибирских и северных месторождений, нефть которых отличается высоким качеством и малой сернистостью, сформирован новый, премиальный сорт смеси – ВСТО (ESPO), которая продается со значительной премией к Urals и Brent.

Сама трубопроводная система была запущена в конце 2009 года, а поставки по ответвлению в Китай – «Сковородино – Мохэ» начались в 2011 году в объеме 15 млн тонн. Через несколько лет они должны были увеличиться до плановых 30 млн тонн, но из-за неготовности китайской стороны в 2016 и в 2017 годах составили 16,5 млн тонн, в 2018 году – 28,3 млн тонн. Возможность приема всех 30 млн тонн Китай подтвердил лишь в 2019 году.

«Транснефть» уже оценивала недополученную выручку из-за неготовности инфраструктуры Китая в 2015–2018 годах в 68,7 млрд рублей. В частности, официальный представитель «Транснефти» Игорь Демин сообщал, что за счет перенаправления объемов по межправительственным соглашениям через порт Козьмино в указанный период потери составили 30,2 млрд рублей, а недополученная выручка из-за недозагруженности нефтепровода «Сковородино – граница России и Китая» – 38,5 млрд рублей.

Тем не менее, через терминал на экспорт в страны АТР и, прежде всего, в Китай, уходят внушительные объемы нефти. Так, по итогам первого полугодия текущего года отгрузки через морской терминал Козьмино увеличились на 10% к аналогичному периоду прошлого года, и составили 16,3 млн тонн. При этом Китай традиционно стал лидером по объему отгрузок – в эту страну было поставлено порядка 76% объема нефти. Еще 2% экспорта пришлось на Японию, 6% – на Южную Корею, 4% – Малайзию, 3% – Сингапур, 2% – Новую Зеландию и по 1% – на Таиланд и США.

Профицит или дефицит?

ВСТО-2 (участок «Сковородино – порт Козьмино») был введен в декабре 2012 года с пропускной способностью в 30 млн тонн нефти в год, затем этот показатель был увеличен до 44 млн тонн, а в конце ноября этого года трубопровод вышел на проектную мощность ежегодного объема прокачки в 50 млн тонн. При этом изначально участок строился с учетом мощностей Комсомольского и Хабаровского НПЗ «Роснефти» и проекта Восточной нефтехимической компании (ВНХК), статус которой до сих пор неясен.

Мощность Комсомольского НПЗ составляет 8 млн тонн в год, Хабаровского – 5 млн тонн в год, предполагаемая годовая мощность ВНХК – 12 млн тонн нефти. То есть, при идеальном раскладе, а именно – поставкам нефти на НПЗ в полном объеме и запуску ВНХК – проблемы недозагрузки мощностей перед «Транснефтью», выведшей трубопровод на проектные объемы, не стоит.

«ВСТО-1 идет от Тайшета до Сковородино, и мощность этой части – 80 млн тонн. Маршрут ВСТО-2 от Сковородино до порта Козьмино, его мощность составляет 50 млн тонн, и именно в этой части находятся упомянутые Комсомольский и Хабаровский НПЗ. Проектная мощность Козьмино достигает 30 млн тонн, мощности Комсомольского и Хабаровского НПЗ – 8 и 5 млн тонн, соответственно. Итого – без учета ВНХК – получается 43 млн тонн. Вопрос по статусу ВНХК пока остается неопределенным, но если мы возьмем первоначальные оценки мощности проекта в 12 млн тонн, то итоговый объем

Рис. 7. Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» *Источник: https://vostok.transneft.ru/about/map/*

составит 55 млн тонн», – комментирует старший аналитик «Альфа-Банка» Антон Корыцко.

При этом сама «Транснефть», по словам ее официального представителя Игоря Демина, уже нивелировала риск профицита мощностей из-за незапуска ВНХК, увеличив пропускную способность порта Козьмино.

«Козьмино мы расширили до 36 млн тонн в год. Комсомольский НПЗ (сможет отбирать на переработку) 8 млн тонн нефти, Хабаровский – 6 млн тонн. Итого – 50 млн тонн», – прокомментировал официальный представитель компании Игорь Демин.

Это идеальная схема. Однако Демин уточнил, что заявок на прокачку всех 36 млн тонн компания еще не получала. «У нас пока нет заявок на 36 млн тонн. На будущий год мы собрали заявки на 34 млн тонн, в этом году загрузка трубопровода составит ориентировочно 32,5 млн тонн», – сказал он.

Ситуация с загрузкой НПЗ тоже неоднозначная. «На Хабаровский (НПЗ) – 5 млн тонн, а что будет с Комсомольским – трудно сказать, я боюсь прогнозировать», – отметил Демин.

При этом говорить, что трубопроводные мощности всегда были загружены на 100% –трудно: в декабре 2018 года «Транснефть» уже требовала от «Роснефти» возмещения убытков в 1,5 млрд рублей за простой отвода на Комсомольский НПЗ.

Впрочем, эксперты не ждут долгого простоя мощностей ВСТО. «Маловероятно, что расширенные мощности (ВСТО) будут доступны прямо с начала года. Даже с учетом текущих мощностей Комсомольского и Хабаровского, простаивать будет не более 2–3 млн тонн. Если же переработка Хабаровского вырастет до 6 млн тонн, как изначально планировалось с этого года, а Комсомольский будет отбирать 8 млн тонн, то простоя не будет и вовсе», – считает аналитик «Райффайзенбанка» Андрей Полищук.

«Все, что мы качаем, можно распределить на два существующих НПЗ, если они начнут брать на полную мощность – а проект мы осуществили исходя из полной мощности», – добавил официальный представитель «Транснефти» Игорь Демин.

По его мнению, в этой ситуации также бессмысленно думать о строительстве новых НПЗ к существующим Комсомольскому и Хабаровскому, так как в отсутствие мощностей для загрузки действующих, вряд ли они найдутся для загрузки новых. Аналогично и с возможным расширением терминалов. «Если у них (нефтяников) нет нефти, чтобы загрузить собственный завод, откуда у них нефть, чтобы качать на экспорт?», – полагает представитель «Транснефти».

Нет повода для грусти

Тем не менее, практически все опрошенные нами аналитики сходятся во мнении, что, не смотря на наличие определенных рисков для обоих мегапроектов – запуска «Силы Сибири» и расширение ВСТО – все они не окажут значительного влияния на сроки окупаемости проектов и их глобальный успех.

«Опыт взаимодействия при запуске крупнейших проектов в нефтегазовой сфере демонстрирует исполнение сторонами взятых на себя обязательств. Так, в настоящее время фактическая загрузка нефтепровода «Сковородино – Мохэ» соответствует проектной мощности 30 млн тонн», – прокомментировала доцент кафедры международной коммерции ВШКУ РАНХиГС Тамара Сафонова.

По ее мнению, уже при разработке инвестиционных проектов на строительство объектов, как правило, закладываются политические и экономические риски использования проектируемых мощностей не в полном объеме.

«Вероятность возникновения ситуации, связанной с сокращением приема российских углеводородов китайской стороной достаточно низкая, так как мощности подтверждены межправительственными соглашениями и сопряжены с затратами на строительство и модернизацию инфраструктуры как российской, так и китайской сторон», – считает ученая.

Вместе с тем она оговаривает, что каждая страна старается диверсифицировать портфель энергоресурсов, стремясь к энергетической независимости. Кроме того, на фактические корректировки спроса также влияют активно развивающиеся технологии и альтернативная энергетика.

> Китай традиционно стал лидером по объему отгрузок нефти из Козьмино, закупив 76% от всех поставок. Остальные объемы распределились между Японией, Южной Кореей и другими странам АТР

«Добыча газа в Китае покрывает потребности страны ориентировочно на 56%, в этой связи поставки российского газа по трубопроводной системе «Сила Сибири» в объеме 38 млрд кубометров не будут избыточными, а в случае гипотетического сокращения поставок газа в Китай профицитные мощности российской системы также приведут к профициту мощностей встречного китайского газопровода. В то же время, следует отметить, что профицитные трубопроводные, железнодорожные, нефтеперерабатывающие, терминальные мощности становятся привычным явлением в мире. Конкуренция за грузообороты и услуги в нефтегазовой сфере неуклонно растет, что, как результат, приведет и к новым вызовам в части необходимости новых технологических решений в части использования профицитных мощностей», – полагает Сафонова.

Похожего мнения придерживается и Антон Корыцко из «Альфа-Банка». «Любой производитель сырьевых товаров несет риски в части цены и объема реализации. Риск поддержания загрузки трубы – это очевидный риск, который несет любая компания, строящая трубопровод. У «Газпрома» есть контракт на поставку 38 млрд кубометров газа на 30 лет», – добавил он.

«При сравнении проектов ВСТО и «Силы Сибири» необходимо понимать, что последний – часть интегрированного проекта по разработке Ковыктинского и Чаяндинского месторождений, и непосредственную «экономику трубы» тут можно считать только условно», – полагает старший аналитик «Альфа-Банка» Антон Корыцко.

Нефтепровод ВСТО

Аналитик напомнил, что бюджет одного из крупнейших проектов «Газпрома» составил около 1,1 трлн руб. «Допустим, требуемая доходность на инвестиции составляет 15% в год – таким образом, при полной загрузке газопровода условный чистый тариф на прокачку должен составлять около 65 долларов на 1 тысячу кубометров. Для сравнения, транспортные затраты по западному направлению составляют около 50 долларов за 1 тысячу кубометров, а тариф на прокачку по «Северному потоку» – около 30 долларов на 1 тысячу кубометров», – продолжает аналитик.

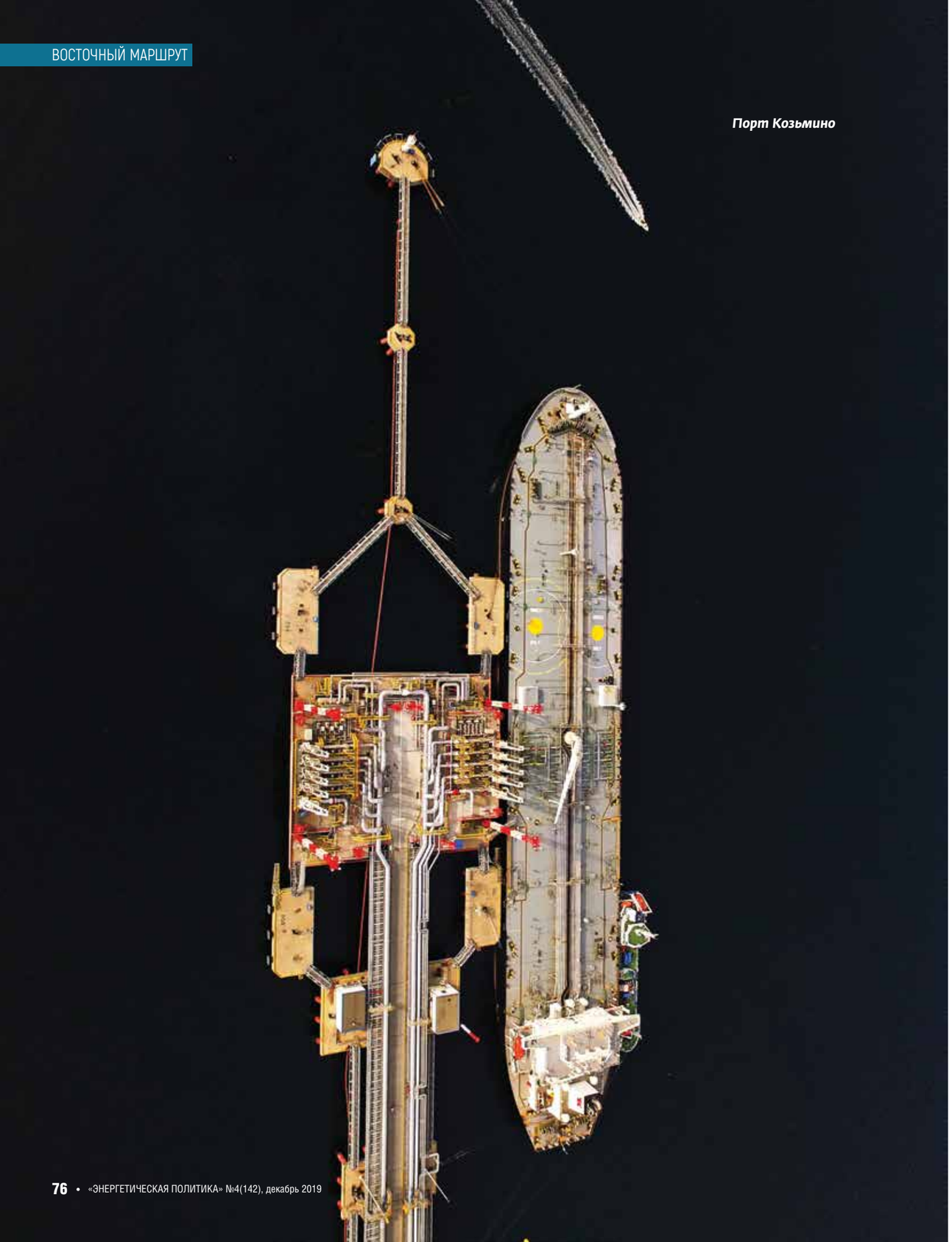
Варианты «про запас»

Оба проекта привлекательны с экономической и социальной точки зрения, а их реализация, как минимум, положительно скажется на экономике региона присутствия, отмечают эксперты. «Проекты положительно отразятся на развитии региона, как минимум за счет создания рабочих мест и дополнительных налогов», – прокомментировал аналитик «Райффайзенбанка» Андрей Полищук.

«На мой взгляд, оба проекта – и ВСТО, и «Сила Сибири» – являются привлекательными с экономической и социальной точки зрения. Эти проекты помогут увеличить добавленную стоимость экономики сибирского и дальневосточного регионов, увеличат налоговые поступления в местные бюджеты, рабочие места, зарплаты и так далее. Кроме того, проекты, безусловно, окупятся, так как себестоимость транспортировки и добычи углеводородов в России очень низкая, спрос в Китае и в целом в АТР огромный, и он активно растет», – полагает начальник отдела инвестидей «БКС Брокер» Нарек Авакян.

По его мнению, оба проекта окупятся менее, чем за 5 лет. «Оба проекта имеют перспективы выхода на другие рынки стран АТР через китайскую территорию -разумеется, в перспективе – если будут построены дополнительные ветки трубы. Поэтому я бы не стал говорить о критической зависимости – все-таки, оба проекта изначально строились именно для китайских потребителей», – продолжает эксперт.

«Любая труба – газовая, нефтяная, продуктовая зависит от конечного потребителя. «Сила Сибири» имеет долгосрочные контракты на поставку газа, которые должны быть соблюдены сторонами.



Порт Козьмино

«Газпром» зависит от потребителей также, как и они от него», – полагает аналитик «Райффайзенбанка» Андрей Полищук.

Объем продаж газа на азиатский рынок в будущем может стать сопоставим с европейскими объемами. Более того, именно поставки газа в Китай и нужно увеличивать газовому гиганту, чтобы компенсировать зависимость от европейских рынков, полагает аналитик.

«Для снижения зависимости от одного конкретного потребителя надо увеличивать поставки другим. Но, наверное, это не имеет смысла в текущем контексте, так как зависимость «Газпрома» от Европы значительно выше, и поставки как раз надо увеличивать в Китай», – добавляет он.

Вместе с тем эксперт полагает, что рассмотреть «резервные» варианты поставок обеим компаниям будет не лишним. В частности, одним из них для «Газпрома» может стать сжиженный природный газ.

«Альтернативные варианты нужно рассматривать всегда, СПГ как раз тот вариант, который позволяет увеличить количество клиентов, так как нет жесткой привязки. Вопрос в экономической целесообразности. Труба, тем более, когда она уже построена, наиболее дешевый способ доставки газа. То есть за снижение рисков зависимости от покупателя, придется заплатить», – полагает Полищук.

«Что касается рисков, то взаимоотношения «Газпрома» и CNPC регулируются 30-летним контрактом. Этот контракт может содержать положения о каких-то пересмотрах или адаптации к рыночным реалиям, как и любой другой современный контракт на поставку газа. Но риск, что Китай вдруг по какой-то причине откажется от закупок газа по этому маршруту, отсутствует. Однако, что касается стратегии будущего присутствия российского газа на рынке КНР, то, конечно, это должен быть не только трубопроводный газ, но и СПГ», – считает аналитик по газу Центра энергетики Московской школы управления Сколково Сергей Капитонов.

Возможность реализации этого сценария подкрепят, в том числе, китайские инвестиции в арктические проекты «Новатэка», полагает он.

«СПГ, как гибкая труба, дает необходимый уровень безопасности для поставщика, поскольку не привязывает его к конкретному рынку, в отличие от трубы. Но расширение поставок СПГ не исключает и потенциального строительства новых трубопроводных маршрутов в Китай в будущем, поскольку пока рынки СПГ и трубопроводного газа в Китае разные. Трубопроводный газ из Центральной Азии и России нацелен на запад, центр и северо-восток страны, СПГ – это решение для прибрежных, преимущественно южных, провинций», – резюмировал Капитонов.

В свете ряда существующих факторов неопределенности на мировых энергетических рынках, а также для сохранения высоких позиций на региональном рынке, развития экономических отношений и привлечения инвестиций на Дальний Восток, Россия поступательно наращивает торговые связи и с другими соседями в регионе АТР, отмечают в Минэнерго России. В том числе, с Японией, Южной Кореей, примыкающей к региону Индией и другими странами.

> Расширение ВСТО и «Сила Сибири» являются привлекательными с социально-экономической точки зрения. Они увеличивают добавленную стоимость экономики Сибири и дальнего Востока

«Россия является надежным поставщиком энергоресурсов на индийский рынок, и развитие наших отношений хорошо продемонстрировано подписанными на ВЭФ-2019 документами в самых разных отраслях ТЭК. Что касается Японии, то на этом направлении мы видим хорошие перспективы по наращиванию торговли в сфере СПГ. Ожидается, что импорт СПГ в регионе АТР в целом почти удвоится с 81 млрд кубометров до 155 млрд кубометров газа в период с 2018 по 2024 год. Рост энергетической торговли, в том числе, повлияет и на диверсификацию как потребителей, так и маршрутов доставки до них, к примеру, за счет увеличения грузооборота по Северному морскому пути», – полагают в Минэнерго России.

В то же время в министерстве отметили, что расширение торгово-экономических связей, в конечном счете, способствует укреплению региональной стабильности и безопасности.

Использованные источники

1. *http://kremlin.ru/events/president/news/61486*
2. *http://kremlin.ru/events/president/transcripts/46529*
3. *https://www.gazprom.ru/press/news/2016/september/article282835/*
4. *https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2019/05042019/10-HOTIMSKY-PRZ.pdf*
5. *https://www.iea.org/newsroom/news/2019/november/oil-market-report-pausing-to-reflect.html*
6. *http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201911/t20191115_1709623.html*
7. *https://minenergo.gov.ru/node/16345*
8. *http://elib.spbstu.ru/dl/2/7193.pdf/download/7193.pdf*
9. *https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/*
10. *http://www.gazpromexport.ru/projects/3/*
11. *https://vostok.transneft.ru/about/map/*

Е.О. АДАМОВ, Д.С. СОЛОВЬЕВ
E.O. ADAMOV, D.S. SOLOVYOV

УДК 621.039

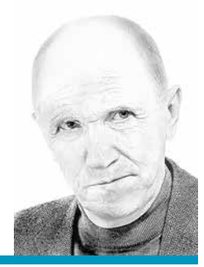
«ПРОРЫВ» В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Евгений Олегович АДАМОВ – научный руководитель проектного направления «Прорыв» ГК «Росатом» и Научно-исследовательского и конструкторского института им. Доллежаля, д. т. н., профессор,
e-mail: aeo@proryv2020.ru

Evgeny O. ADAMOV – Academic Director of the Proryv Project at the Rosatom State Corporation and Dollezhal R&D Institute of Power Engineering, Doctor of Engineering, Full Professor,
e-mail: aeo@proryv2020.ru

Дмитрий Сергеевич СОЛОВЬЕВ – ученый секретарь технического комитета проектного направления «Прорыв» ГК «Росатом»,
e-mail: sds@proryv2020.ru

Dmitry S. SOLOVYOV – Academic Secretary of the Proryv Project Technical Committee at the Rosatom State Corporation,
e-mail: sds@proryv2020.ru



Аннотация. В статье анализируются перспективы, проблемы развития современной ядерной энергетики (ядерной энергетики) и пути их решения на основе двухкомпонентной ядерной энергетики. Определены технические требования и требования конкурентоспособности к ядерным энергосистемам для создания крупномасштабной ядерной энергетики. Отмечен переход к долговременному планированию энергетики в зарубежных странах. Представлена информация о стратегии развития ЯЭ в Китае, во многом повторяющая подходы проекта «Прорыв».

Ключевые слова: ядерная энергетика, быстрые реакторы, крупномасштабная ядерная энергетика, конкурентоспособность, безопасность, нераспространение, проект «Прорыв», Стратегия развития ЯЭ, радиационная эквивалентность.

Президиум научно-технического совета госкорпорации «Росатом» в конце декабря 2018 года одобрил стратегию развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспективы на период до 2100 года. Она подтверждает консенсус среди специалистов ядерного сообщества – следующим этапом развития является двухкомпонентная ядерная энергетика [2], структура которой к концу столетия показана на рис. 1.

До 2035 года приняты показатели, предусмотренные пока и неутвержденной правительством энергетической стратегии России до 2035 года, а последующая экстраполяция исходит из предположений о весьма скромных темпах развития экономики, демографической стагнации и максимально достижимого уровня мощности АЭС в 90 ГВт – практически утроение к сегодняшнему уровню. Консервативный подход снижает эту планку до 70 ГВт.

Для энергоблоков, сооруженных по ДПМ, ситуация с конкурентоспособностью по себестоимости производства далеко не столь радужная

Зона неопределенности, представленная на рис. 1, определена возможностью достижения АЭС с реакторами на быстрых нейтронах конкурентоспособности как с АЭС с реакторами ВВЭР (на тепловых нейтронах), так и с парогазовыми установками. С учетом прогноза ИНЭИ РАН (рис. 2), к 2035 году возобновляемые солнечные и ветровые источники в РФ не войдут в зону конкурентоспособности, а потому и не рассматриваются.

Для сравнения конкурентоспособности АЭС с парогазовыми установками в рамках проекта

«BREAKTHROUGH» IN NUCLEAR ENERGY

Балаковская АЭС

Abstract. The article analyzes the prospects, problems of modern nuclear power industry development and ways to solve them based on two-component nuclear power. Technical requirements and competitiveness requirements to nuclear power systems are defined to create a large-scale nuclear power industry. Transition to long-term energy planning in foreign countries is noted. The paper provides information on the strategy of nuclear power plant development in China largely repeating approaches of the Proryv Project.

Keywords: nuclear power industry, fast reactors, large-scale nuclear power industry, competitiveness, safety, non-proliferation, Proryv Project, strategy of nuclear power plant development, radiation equivalence.

«Прорыв» еще в 2015 году были определены как критерии капитальные затраты (CAPEX), так и критерии стоимости производства энергии (LCOE). Учитывалось, что в российских реалиях цена электроэнергии не достигла уровня, соответствующего лучшим мировым практикам с точки зрения капитальных вложений, удельного расхода топлива, коэффициента использования установленной мощности и т. д. Именно поэтому действующие сейчас АЭС по стоимости производства энергии соизмеримы

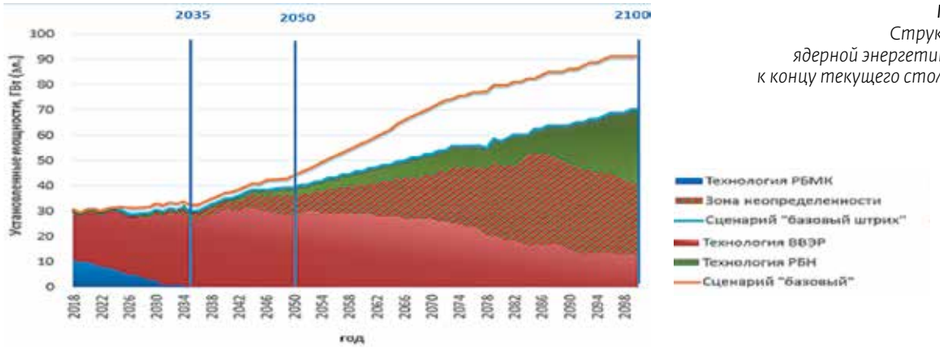


Рис. 1. Структура ядерной энергетики РФ к концу текущего столетия

с действующими ныне в России парогенераторными установками. Еще большие преимущества действующей ядерной энергетики демонстрируются по себестоимости производства на уровне 1,5 руб./кВт·ч. Однако следует учитывать, что определяются они в основном энергоблоками еще советской постройки, амортизация которых завершена. Для энергоблоков, сооруженных в рамках договоров о предоставлении мощности, ситуация далеко не столь радужная. Поэтому критерии конкурентоспособности (рис. 3, 4) следует рассматривать не только как экономические требования к новым блокам с реакторами на быстрых нейтронах, но и как требования к ядерной энергетике вообще.

Для блоков с ректорами на тепловых нейтронах решение проблем безопасности и конкурентоспособности связывается с внедрением реакторов со спектральным регулированием, а также с переходом на сверхкритические параметры по давлению, по аналогии с тепловыми электростанциями. Спектральное регулирование, вместо борного, предполагает отказ от циркониевых оболочек ТВЭЛ (исключение пароциркониевой реакции), а, следовательно, и от спецкорпуса с соответствующим снижением капиталовложений.

Для блоков с реакторами на быстрых нейтронах реализация требований конкурентоспособности выглядит не столь очевидной: весь опыт, как в СССР (БН-350, БН-600), так и в РФ (БН-800) говорит о прямо противоположной тенденции. Такова же и практика во Франции: от Rapsodie до Superphenix экономика не стала преимуществом реакторов на быстрых нейтронах. Поэтому до сих пор многие их приверженцы ищут другие ниши для оправдания их присутствия в сфере ядерной энергетики: наработка топлива при исчерпании запасов урана по доступной цене, а также решение проблемы отходов ядерного топлива при его переработке и трансмутации наиболее долгоживущих изотопов.

> Доказав свою конкурентоспособность, ядерная энергетика получит возможность для реализации и остальных своих преимуществ, прежде всего, в качестве основы безуглеродной генерации

От окончательного решения этой дилеммы зависит будущее ядерной энергетики, поэтому успех проекта «Прорыв», в комплексе решающего проблемы замыкания топливного цикла на базе реакторов на быстрых нейтронах, определит и будущее этого вида генерации [3, 4]. Доказав свою конкурентоспособность, ядерная энергетика получит возможность

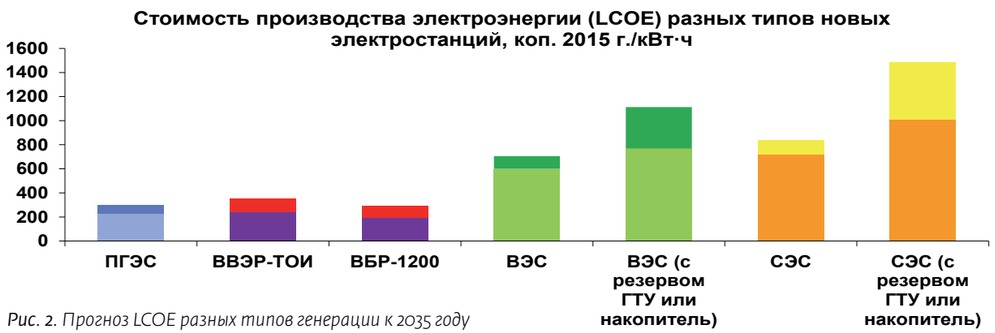


Рис. 2. Прогноз LCOE разных типов генерации к 2035 году

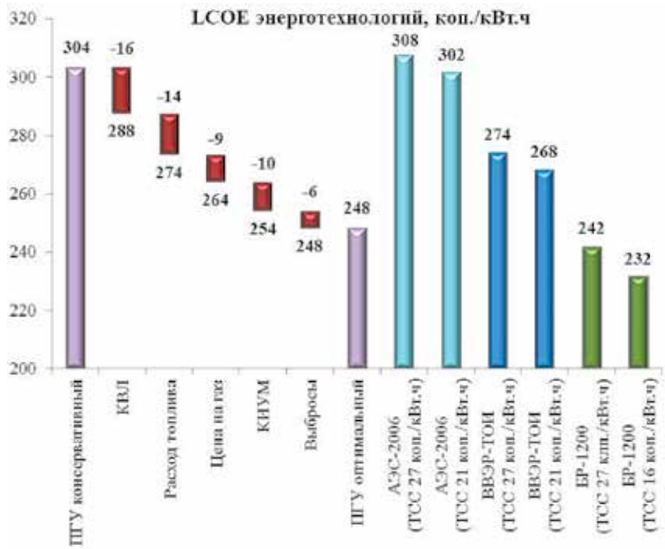


Рис. 3. Требования к LCOE АЭС в сравнении с современной и перспективной LCOE для ПГУ

для реализации и остальных своих преимуществ, прежде всего, по сохранению органики для внеэнергетического использования, а также в качестве ключевой безуглеродной генерации.

Вслед за Россией, к долговременному планированию энергетики приступили и другие страны. Прежде всего, это касается Китая, беспрецедентное развитие энергетики которого в предшествующие годы (рис. 5) было насущной потребностью в условиях быстрого (до 12% в год) развития экономики.

Ясно, что для такого развития использовались имевшиеся в стране сырьевые ресурсы, прежде всего угля, в силу чего Китай стал одним из основных производителей CO_2, объектом критики на экологических форумах. Понимая необходимость решения экологических проблем, наиболее

Рис. 4. Требования по снижению КВЛ АЭС с реакторами на быстрых нейтронах в сравнении с перспективными АЭС с реакторами ВВЭР

Рис. 5.
Развитие электроэнергетики в мире

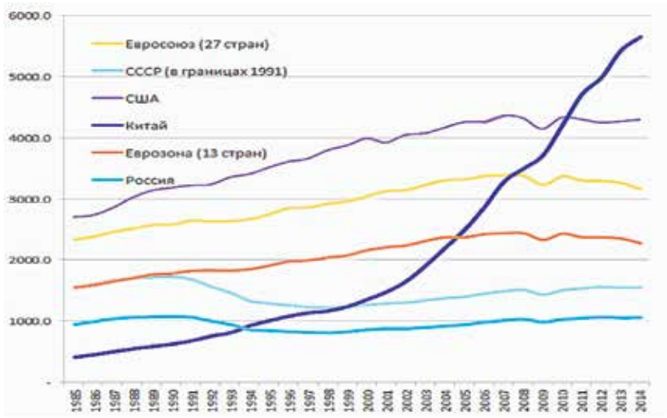


Рис. 6.
Развитие генерации возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и ЯЭ в Китае

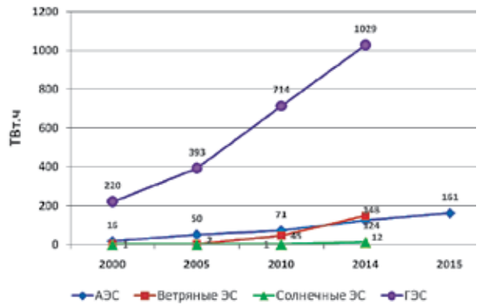
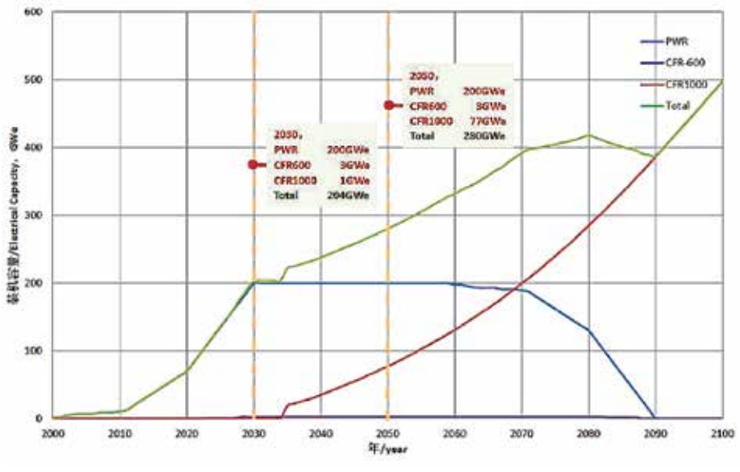


Рис. 7.
Производство электроэнергии ВИЭ и АЭС в Китае

Рис. 8.
Стратегия развития ЯЭ в Китае



остро ощущаемых в районах основной городской агломерации, Китай развивает все виды альтернативных органике генераций, в том числе и ядерную. Несмотря на то, что в последнее десятилетие рост генерирующих мощностей ветровых и солнечных электростанций в Китае обгонял в разы рост ядерной энергетики (рис. 6), производство энергии оказалось сравнимым (рис. 7).

Для возобновляемых источников энергии, прежде всего, ветряных, в Китае уже приняли долгосрочную (до 2050 года) стратегию развития, в то время как сооружение АЭС регулируется пятилетними планами, корректируемыми практически ежегодно в сторону увеличения числа строящихся энергоблоков. Так, в 2018 году введены в эксплуатацию 7 энергоблоков АЭС (в РФ – 2 энергоблока). Примечательно, как Китайский институт атомной энергии рассматривает перспективы ее развития в стране (рис. 8).

Прежде всего, следует отметить, что теперь уже не только Россия, но и другая страна, активно развивающая ядерную энергетику, считает необходимыми долгосрочные стратегии. На рис. 8 показан ее консервативный вариант, когда к концу века мощность АЭС в Китае достигнет 500 ГВт (суммарная мощность всех АЭС мира на начало 2019 года составляла около 400 ГВт). В оптимистичном варианте – втрое больше, причем и в этом случае доля электропроизводства на АЭС не превысит 30%.

Большой вопрос – состоится ли любой из этих сценариев, однако еще более интересен подход к структуре ядерной энергетики. Первый период развития, предположительно заканчивающийся в 2030-е годы, естественно, на реакторных установках на тепловых нейтронах, выводит ядерную энергетику на уровень мощности около 200 ГВт. Затем вводятся только АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, и именно их мощность к концу столетия должна достигнуть, в зависимости от сценария, от 500 до 1500 ГВт, в то время как реакторы на тепловых нейтронах (аналоги наших ВВЭР) исчерпают свой ресурс и будут выведены из эксплуатации.

Примечательно также, что пока у Китая есть только один экспериментальный реактор на быстрых нейтронах электрической мощностью около 20 МВт (CEFR), а при строительстве энергоблока мощностью 600 МВт (CFR-600) они запросили и получают помощь российских специалистов и промышленности. Оптимальным для реакторов на быстрых нейтронах является плотное топливо. В связи с этим планируется использовать МОХ-топливо на начальном этапе эксплуатации как CFR-600, так и CFR-1000, с последующим переходом на металлическое смешанное уран-плутониевое топливо. Очевидно, что на этом варианте Китай остановился, копируя многолетние американские подходы: понимая неизбежность перехода к реакторам на быстрых нейтронах, они следовали объявленным Аргоннской национальной лабораторией (ANL) приоритетам. Как известно, разработки таких реакторов в США были остановлены еще в 70-е годы прошлого столетия из-за опасения бесконтрольного распространения основного оружейного материала – плутония. Тем не менее теоретические расчеты, выполненные

Таяньваньская АЭС

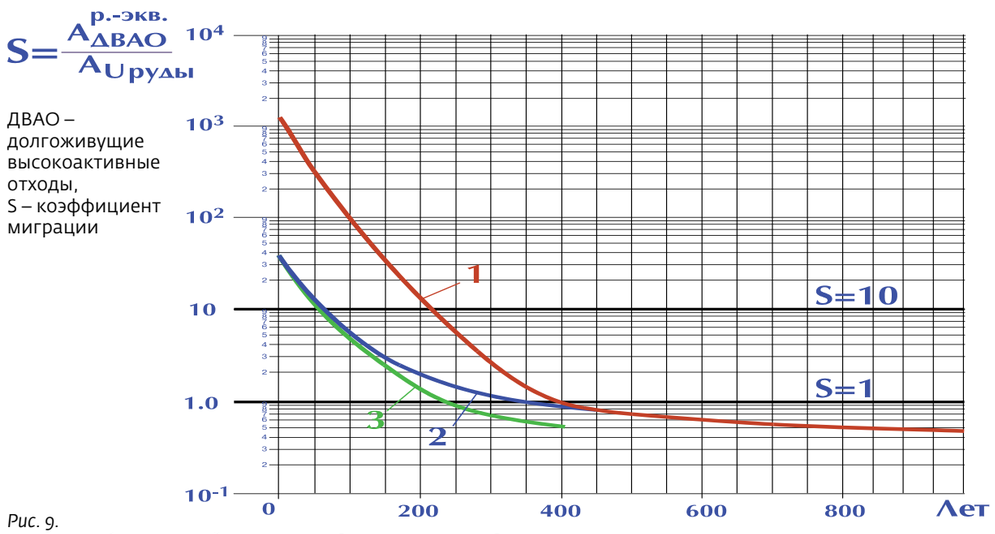


Рис. 9.
Потенциал биологической опасности радиоактивных отходов

в ANL, и испытания топливных композиций в Айдахо продолжались. Удивительно, но, сотрудничая с Westinghouse, китайские специалисты не обратили внимание, что еще в 2015 году эта компания объявила, что связывает будущее ядерной энергетики с быстрыми реакторами, использующими свинец в качестве теплоносителя, а также смешанное нитридное уран-плутониевое топливо. Причины, очевидно, те же, что и доводы по выбору этого топлива. В настоящее время производственный комплекс достроен и начат монтаж оборудования.

Еще более существенно, что с экспериментального производства Сибирского химического комбината уже сошли более 1000 тепловыделяющих элементов, испытания которых не только в исследовательских реакторах в АО «ГНЦ НИИАР» (Димитровград), но и в промышленном реакторе БН-600 достигли выгорания 7,5% по тяжелым атомам, то есть более высокого, чем в тепловых реакторах. Ни один из тепловыделяющих элементов при реакторных испытаниях не разгерметизировался, что свидетельствует о запасе ресурса их работоспособности. Достижения в создании плотного топлива в РФ являются уникальными, опережающими на десятилетие мировые.

Обостряющиеся проблемы отложенного решения по отработавшему ядерному топливу, ежегодно накапливающемуся в мире в количестве более 10 тысяч т, смещают приоритеты в сторону поиска вариантов их окончательного решения. Еще в 1990-е годы в ряде публикаций [5, 6] была показана возможность достижения потенциала биологической опасности радиоактивных отходов после трансмутации наиболее долгоживущих изотопов, сравнимого по опасности с добываемым урановым сырьем примерно через 300 лет, в зависимости от степени очистки этих отходов от примесей и учета миграционного фактора (рис. 9).

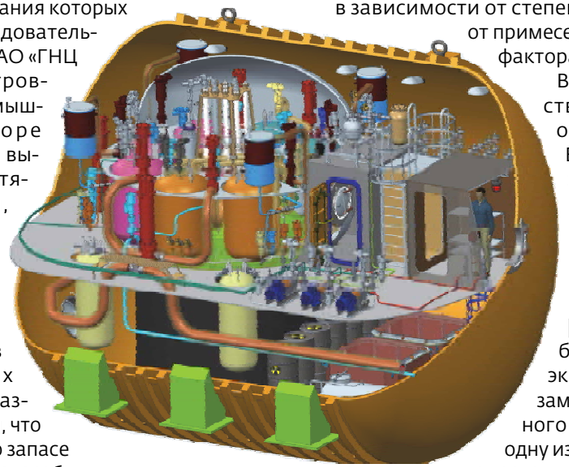


Рис. 10. АСММ «Шельф»

В 2018 году под руководством российского радиоэколога, чл.-корр. РАН В. К. Иванова было показано, что онкологические риски радиоактивных отходов и уранового сырья выравниваются еще быстрее, менее чем через 100 лет [7]. Таким образом, выбранный радиационно-эквивалентный подход при замыкании ядерного топливного цикла позволяет решить одну из вечных проблем ядерной энергетики.

Основные вехи создания двухкомпонентной ядерной энергетики представляются следующими:

1. Завершение научно-исследовательских работ по реактору БН-1200М и проектных проработок для достижения конкурентоспособности АЭС. Успех этих работ позволяет уже до 2030 года ввести в эксплуатацию первый энергоблок, решающий проблемы сырьевого обеспечения на многие сотни лет, достижения радиационной эквивалентности РАО и уранового сырья, а также технологического усиления режима нераспространения.
2. Создание опытно-демонстрационного комплекса на площадке Сибирского химического комбината (топливное производство в 2021 году, энергоблок с радиоактивной установкой БРЕСТ-ОД-300 в 2026 году, модуль переработки отходов ядерного топлива в 2028 году) комплексно решает задачи замыкания ядерного топливного цикла, а при успехе эксплуатации реактора БРЕСТ-ОД-300 и подтвержденной конкурентоспособности позволит отказаться от натрия с его проблемами, и с первой половины 2030-х годов обеспечить развитие ядерной энергетики на базе реакторов естественной безопасности.

> Ограниченные возможности сооружения атомных станций на территории России компенсируются значительным экспортом энергоблоков

Ограниченные возможности сооружения АЭС внутри страны, о которых шла речь в начале статьи, компенсируются значительным экспортом энергоблоков. За прошедшие годы к ним добавились новые договоренности в Китае и Узбекистане. В то же время нельзя не учитывать, что в 2018 году в Китае были введены в эксплуатацию энергоблоки АР-1000. В предположении, что их капиталовложения окажутся существенно ниже за счет ряда небесспорных с точки зрения безопасности технических решений, а также учитывая значительные кредитные ресурсы этой страны, можно ожидать со стороны Китая вместе с Westinghouse конкуренции на рынках третьих стран. Опережающее создание технологий замыкания ядерного топливного цикла и референтных блоков реакторов на быстрых нейтронах позволит сохранить РФ лидирующие позиции в экспорте АЭС, поставках топлива (не только традиционного, но и смешанного нитридного уран-плутониевого топлива) и услуг, обучения специалистов.

В последние годы активно обсуждаются перспективы атомных станций малой мощности, особенно в связи с задачами по развитию северных регионов и Арктики. Россия, обладающая огромным опытом создания радиоактивных установок для подводного и ледокольного флота, может конвертировать эти технологии в наземные энергоблоки для использования в районах, удаленных от сетевых структур и не имеющих местных сырьевых энергетических ресурсов. Одной из таких установок, разработанной НИКИЭТ им. Доллежаля, является «Шельф» (рис. 10).

При тепловой мощности реактора 28,4 МВт и электрической мощности 6,6 МВт такая атомная станция малой мощности идеально подходит для энергообеспечения в удаленных и труднодоступных районах с децентрализованным энергоснабжением. При современном среднем тарифе на электроэнергию, например, в населенных пунктах Республики Саха (Якутия) на уровне 68 руб./кВт·ч и 9,8 тысяч руб./Гкал тепла, такие станции оказываются более чем конкурентоспособными видами генерации энергии.

Использованные источники

1. *Адамов Е.О., Соловьев Д. С. Ядерная энергетика – вызовы и решение проблем // Энергетическая политика, 2017, № 3. С. 21–30.*
2. *Адамов Е.О., Каширский А. А., Муравьев Е. В., Толстоухов Д. А. Структура и параметры двухкомпонентной ядерной энергетики при переходе к замыканию ядерного топливного цикла // Известия РАН: Энергетика, 2016, № 5. С. 14–32.*
3. *Адамов Е.О., Орлов В. В., Толстоухов Д. А. и др. Проект «Прорыв» – технологический фундамент для крупномасштабной ядерной энергетики // Известия РАН: Энергетика, 2015, № 1. С. 5–12.*
4. *Adamov E.O. «Proryv» project – tecnological basement for large-scale nuclear energy. IAEA International conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Next Generation Nuclear Systems for Sustainable Development (FR17), 26–29 June 2017, Ekaterinburg, Book of Abstracts, p. 281.*
5. *Адамов Е.О., Ганев И. Х., Лопаткин А. В., Муратов В. Г., Орлов В. В. Влияние трансмутационного топливного цикла на достижение радиационной эквивалентности высокоактивных отходов и природного урана в ядерной энергетике России // Атомная энергия, 1996, Т. 81, Вып. 6. С. 409–415.*
6. *Адамов Е.О., Ганев И. Х., Лопаткин А. В., Муратов В. Г., Орлов В. В. Равновесная активность объектов ЯТЦ в перспективной ядерной энергетике России // Атомная энергия, 1998, Т. 85, Вып. 5. С. 358–363.*
7. *Радиационная и радиологическая эквивалентность РАО при двухкомпонентной ядерной энергетике // Радиация и риск, 2019, Т. 28, № 1. С. 1–18.*

Д.И. ТИМОФЕЕВ
D.I. TIMOFEEV

УДК 658.5.018, 621.43

ВОДОРОДНЫЙ ПЕРЕХОД
В ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ И РОССИЙСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Дмитрий Иннокентьевич ТИМОФЕЕВ –
руководитель проектов Управления анализа и специальных проектов АО «СУЭК»,
e-mail: timdim75@gmail.com

Аннотация. Рассмотрены возможности осуществления «водородного перехода» в локальной энергетике Дальнего Востока и Арктики на основе применения концепций социотехнологического транзита Ф. Гилса и «человекосообразной» техники Э. Ф. Шумахера и анализа зарубежного опыта по созданию автономных гибридных энергосистем.

Ключевые слова: энергетика, возобновляемые источники энергии, водород, социотехнический транзит, промежуточная техника, локальные сообщества.

Введение

Свыше 65% территории Российской Федерации относится к зоне децентрализованного электроснабжения, в которой работает более 6000 электростанций (7,5% от установленной мощности национальной энергетики) для надежного и бесперебойного энергоснабжения 15 млн человек, проживающих на данной территории. Большую часть зоны децентрализованного электроснабжения составляют Дальний Восток и арктические территории Российской Федерации.

Исследования экономической истории Дальнего Востока и Арктики в XX–XXI веках выявили две чередующиеся формы территориального развития: централизованные программы развития «пустых» пространств и эволюционное развитие на основе самоорганизации местных сообществ [1].

В настоящее время государственная политика развития российского фронтира нацелена на освоение природных ресурсов (нефть, газ, цветные и редкоземельные металлы) и осуществляется через создание опорных зон развития [2][1]. При этом, освоение федеральных капитальных вложений осуществляется в рамках крупных инвестиционных проектов преимущественно за счет внешних трудовых ресурсов. Энергетическая политика направлена на использование традиционных технологий и развитие систем централизованного энергоснабжения, тесно связанных с единичными индустриальными потребителями.

Между тем, требования устойчивого развития и значительный потенциал возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в зоне децентрализованного электроснабжения создает предпосылки для развития распределенной энергетики и применения инновационных энерготехнологий [3]. Требования социальной справедливости обуславливают необходимость использования многовекового опыта эффективного хозяйствования местных сообществ и коренных народов, проживающих на Дальнем Востоке и Арктике.

Постановка проблемы: На основе анализа социокультурных особенностей Дальнего Востока и Арктики и потенциала передовых энергетических технологий ставилась задача – выявить возможности трансформации региональной экономики и повышения качества жизни местного населения.

[1] *Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России // Энергетическая политика, № 4, 2018. С. 99–108.*

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД

Dmitry Innokentevich TIMOFEEV –
project manager in direction of analysis and special projects, SUEK,
e-mail: timdim75@gmail.com

HYDROGEN TRANSITION
IN LOCAL ENERGY: FOREIGN EXPERIENCE AND RUSSIAN PERSPECTIVES

Abstract. The possibilities of implementing the «hydrogen transition» in the local power industry of the Far East and the Arctic and the analysis of foreign experience in creating autonomous hybrid power systems are considered. The analysis is based on the concepts socio-technical transition of F. Geels and the «human-like» appropriate technology of E. F. Schumacher.

Keywords: electricity, renewable energy, hydrogen, socio-technical transition, intermediate technology, local communities.

Социотехнический транзит

В современных условиях развитие энергетики охватывает экономику и общественные отношения, технические и организационные инновации, институциональную и культурную сферы. Для научно-обоснованного управления столь сложным процессом необходим специальный инструментарий. На основе циклических теорий исторической динамики и экономического роста немецким социологом техники Фрэнком Гилсом был разработан новаторский подход к анализу и управлению развитием сложных социотехнических систем, получивший название социотехнического транзита. В основу данного подхода заложена многоуровневая модель инноваций, которая охватывает три уровня: микроуровень (отдельные фирмы и регионы), мезоуровень (отрасли, крупные корпорации), макроуровень (государства, глобальная экономика). Социотехнический транзит опирается на эволюционную концепцию, которая предполагает появление новых технологий в ходе нишевых экспериментов на микроуровне с последующим отбором и закреплением на мезо- и макроуровнях [4].

Доминирующий социотехнологический режим весьма устойчив к изменениям и базируется на нормативах государственного регулирования отрасли, интеллектуальных установках (парадигмы, когнитивные фреймы), комплексе норм и правил производителей и потребителей (ценности и ожидания). При работе с изменениями на мезоуровне требуется системный подход, который учитывает взаимосвязи между направлением активности на микроуровне и особенностями актуального исторического момента на макроуровне.

В ходе нишевых экспериментов на микроуровне создаются новые социотехнические системы, например, конфигурации инновационных технологий (фотовольтаика), секторов экономики (энергетика) и новых социальных запросов (автономность). Формирование таких экспериментальных социотехнических систем выполняет следующие функции [5]:

- создание и распространение новых знаний;
- информирование поставщиков и потребителей относительно новых технологий;
- обеспечение инновационных технологий различными ресурсами (финансы, компетенции);
- создание позитивной экономической среды, поддерживающей инновации;

Ветрогенератор на острове Утсира, Норвегия

- формирование специализированного рынка для данного типа инноваций, включая принятие новых законов и установление новых технологических стандартов.

Выделяют четыре фазы взаимодействия микро-, мезо- и макроуровня при развитии новой технологии [6]. На первой фазе отраслевой режим (мезоуровень) действует как сдерживающий фактор. Доминирующие хозяйствующие субъекты стремятся поддерживать существующие социальные нормы и системы убеждений, а также совершенствовать свои технологии, чтобы предотвратить угрозу со стороны подрывных инноваций. На второй фазе значительные изменения на микро- и макроуровне, (крупные научные открытия и принципиально новые технологии, войны и революции) оказывают усиливающееся давление на отраслевой режим. В результате двухстороннего давления на третьей фазе отраслевой режим начинает играть стимулирующую роль, обеспечивая капитал для инноваций, за счет чего складывается новый отраслевой режим. А на четвертой фазе процесс внедрения инноваций постепенно замедляется, поскольку технологический режим достигает нового динамического равновесия и начинает сопротивляться дальнейшей трансформации. Социотехнический транзит является частным случаем проявления метасистемного энергетического подхода, который представляет собой фрактально-циклическое подобие повторяющихся политических, социально-экономических и технологических структурных волн [7].

«Человекосообразная» техника

Согласно доктрине известного немецкого экономиста Э. Ф. Шумахера, неустойчивость современного капитализма возникает из-за того, что он существует за счет использования невосстановимого капитала, включающего в себя: залежи ископаемого топлива, «запасы терпения» природы, т. е. способности экосистем к самовосстановлению, а также субстанции человека (психофизиологический потенциал здорового человека) [8]. Вектор технологического развития задан западной цивилизацией и сконцентрирован на максимизации производительности производства, оборотной стороной является высокая капиталоемкость передовых технологий. Парадоксальным образом рост потребления, требующий соответствующего роста производительности, входит в противоречие с традиционными ценностями здоровья, красоты и благополучия. Выход из экономического, экологического и экзистенциального кризиса современности Э. Ф. Шумахер видел в переходе к мелкомасштабной технике (appropriate technology) и к использованию малых организационных структур. На основании своих многолетних исследований немецкий экономист сформулировал принцип «Малое прекрасно».

Характеристики «человекосообразной» техники по Э. Ф. Шумахеру заключаются в следующем:

- данная техника вписывается в уклад и традиции того общества, где она используется;
- техника является относительно дешевой – объем капиталовложений на одно рабочее место не должен превышать среднегодового заработка рабочего;
- в инженерном отношении данная техника является промежуточной между передовой техникой развитых стран Запада и примитивными технологиями наиболее беднейших развивающихся стран.

Поскольку энергетическая инфраструктура является крайне важной для устойчивого социально-экономического развития городских и аграрных территорий, целесообразно применять при разработке энергетических стратегий принцип «малое прекрасно», направленный на использование потенциала самоорганизации местных сообществ для достижения оптимального баланса социальных благ и ущербов в ходе модернизации.

Модернизационные процессы должны учитывать многоукладность национальной экономики. Известный российский философ А. Г. Дугин выделяет три экономические формации [9]:

1. Доиндустриальная (домодерн) – преобладание сельского хозяйства, скотоводства и охоты (включая собирательство), концентрация трудовых общин в небольших поселениях, слабое развитие товарно-денежных отношений, отсутствие накопления капитала, экономика дара и жертвы (анти-утилитарного использования прибавочного продукта), циклическая, сезонная картина мира;
2. Индустриальная (модерн) – преобладание промышленного производства и урбанизации, утверждение новых стандартов жизни, модели распределения благ, идейных и этических принципов, накопление капитала, картина мира, основанная на концепциях времени, движения и прогресса;
3. Постиндустриальная (постмодерн) – преобладание финансовой автономии над производством, диверсификация жизненных стилей и стандартов, переход к символическому потреблению, полифония идей и этик, картина мира, основанная на сочетании противоположностей;

При модернизации Дальнего Востока и арктических территорий Российской Федерации на базе широкого внедрения инновационных технологий необходимо учитывать вызванную этими процессами трансформацию хозяйственного уклада и складывание нового баланса социальных благ и ущербов [10]. С учетом хрупкости социокультурной среды формирование «человекосоразмерной» жизненной среды, во многом определяемой технико-технологическими факторами, особенно актуально для территорий с доиндустриальным профилем экономики [11]. Целесообразно с одной стороны принимать во внимание «теневой» характер местной экономики построенной на использовании природных ресурсов, а с другой стороны использовать социокультурный потенциал изолированных локальных сообществ, выражающийся во взаимной поддержке и самоорганизации [12].

> В развитых странах реализовано большое количество пилотных проектов по созданию автономных гибридных энергосистем (ветер – солнце – водород) для жизнеобеспечения островных или удаленных поселений

Гибридные энергосистемы и изолированные сообщества

На текущий момент в развитых странах реализовано большое количество пилотных проектов по созданию автономных гибридных энергосистем (ветер – солнце – водород) для жизнеобеспечения изолированных сообществ (островных или удаленных поселений).

Одним из первых проектов подобного типа стала запущенная в 2004 году ветро-водородная энергосистема острова Утсира (Utsira), находящегося в 20 км от западного побережья Норвегии [13]. Первоначально на острове Утсира использовался дизель-генератор, но он был полностью замещен гибридной ветро-водородной генерацией.

Автономный энергетический комплекс острова Утсира включает в себя ветровую электростанцию (600 кВт), водородный двигатель (55 кВт), щелочной

электролизер (10 Нм³/ч, 48 кВт), топливные элементы (10 кВт), водородный компрессор (5,5 кВт), хранилище газообразного водорода (2400 Нм³ при 200 бар).

Данный демонстрационный проект был реализован консорциумом норвежской энергетической компании Statoil ASA и Enercon, владеющим технологиями электролиза водорода и строительства ветро-электростанций соответственно. В создание и управление гибридной энергосистемой были активно вовлечены местные власти, члены местного сообщества и представители местного бизнеса. Инновационная энергосистема обеспечивает качественное и надежное энергоснабжение 10 домохозяйств, причем она может функционировать до 18 месяцев в автономном режиме. Дальнейшее развитие данного проекта состоит в повышении уровня утилизации энергии ветра, многоцелевом использовании водорода, диверсификации генерации, компактификации систем хранения водорода, а также в тиражировании и масштабировании ветро-водородных энергосистем в островных территориях Европейского союза.

Другим примером применения водородной энергетики на изолированных территориях является проект PURE, реализованный на небольшом острове Унтс (Unst) в северной Шотландии [14]. Высокий потенциал возобновляемых источников энергии позволил создать локальную энергосистему, состоящую из двух ветряных турбин (6 кВт), электролизера (3,55 Нм³/ч), и хранилища газообразного водорода (90 Нм³ при 30 бар), водородный автомобиль с топливным элементом (5 кВт). Проект реализован компанией Unst Partnership Ltd. при поддержке Агентства по развитию сообщества Унтс.

Проект HARP реализован BC Hydro и General Electric Corp. в рамках инициативы по электрификации отдаленных общин и заключался в применении водородных технологий и «умных» сетей (Smart Grid) в изолированной энергосистеме Белла Коул, штат Британская Колумбия, Канада. Проект направлен на оптимизацию расхода дизельного топлива и сокращение выбросов парниковых газов. Два дизель генератора были замещены на электролизер (60 Нм³/ч), топливный элемент (100 кВт), хранилище газообразного водорода и литийионный накопитель энергии (30–125 кВт), кроме того, сооружена линия электропередачи до ГЭС на водопаде Клейтон (2 МВт).

Тенерифе является одним из Канарских островов и обладает значительным потенциалом возобновляемых источников энергии, при этом его энергосистема является полностью изолированной и зависит от импорта ископаемого топлива. Технологическим институтом Канарских островов были реализованы два демонстрационных проекта RES2H2 (производство электроэнергии и опреснение воды) и HYDROHYBRID (повышение энергонезависимости острова на основе возобновляемых источников энергии и водорода).

Водородные энергосистемы

В институте были созданы две экспериментальные энергосистемы. Первая разработана для удовлетворения потребностей изолированных сообществ в электроэнергии и воде. Она включает в себя щелочной электролизер (11 Нм³/час), систему хранения водорода (500 Нм³ при 25 бар), шесть топливных элементов по 5 кВт, ветряную турбину и опреснительную установку обратного осмоса. Вторая энергосистема состоит из ветровой турбины (10 кВт), фотоэлектрической системы (3 кВт), PEM-электролизера (1.16 Нм³/ час), компрессора, хранилища газообразного водорода (50 Нм³ при 200 бар) и топливного элемента (5 кВт). Вырабатываемый водород используется для зарядки транспортного средства с топливным элементом (4 кВт).

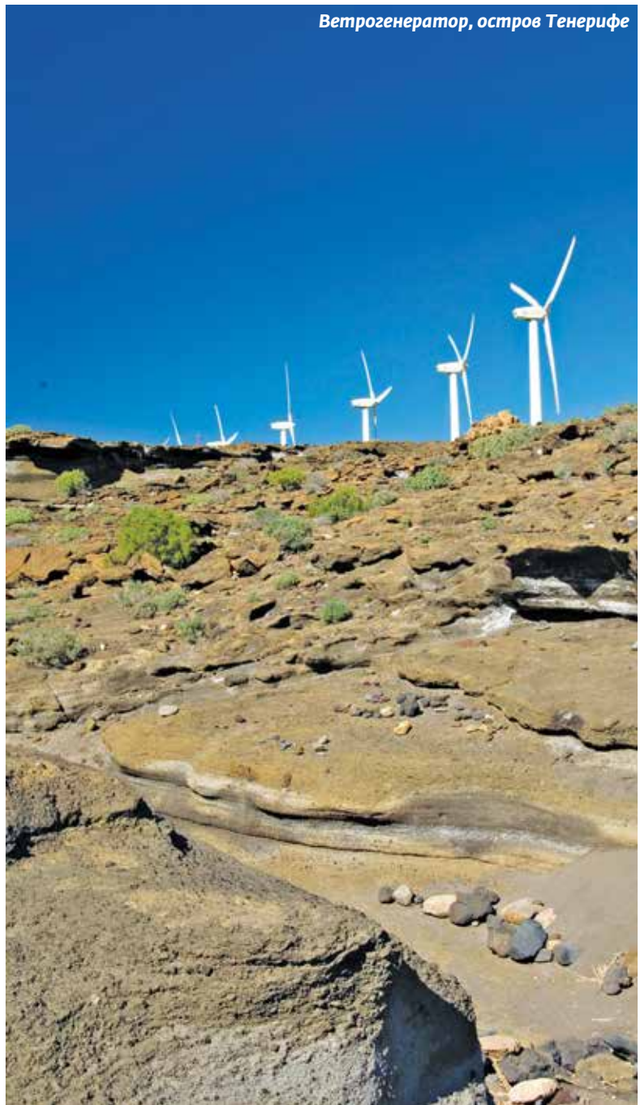
Водородный проект Гебридских островов на западном побережье Шотландии направлен на использование потенциала возобновляемых источников энергии (энергия ветра, биогаза). Частично изолированная энергосистема Гебридских островов имеет один из самых высоких уровней энерготарифов в Великобритании, поскольку на 97% зависит от внешних источников энергии и топлива. Местный совет сформировал водородную стратегию Гебридских островов, предусматривающую создание на первом этапе лаборатории водородных ресурсов Гебридских островов с целью формирования базы знаний и компетенций, повышения осведомленности сообщества о водородных технологиях и их интеграции с возобновляемыми источниками энергии. На втором этапе предполагается создание мощностей по производству, хранению и распределению водорода. Электролизер (5 Нм³/час) будет работать на энергии от генератора биогаза, установленного на местных очистных сооружениях, кроме того, будут использованы мощности ветровых электростанций. На третьем этапе будет развиваться водородная инфраструктура (транспорт с топливными элементами, источники бесперебойного питания и теплоэнергетические установки).

> Причины, которые заставляют локальные сообщества развивать гибридные энергосистемы, – это укрепление энергобезопасности, достижение энергонезависимости и сокращение расходов

Сравнительный анализ 28 островных и изолированных сообществ и энергосистем выявил ряд особенностей отличающих их друг от друга [15]. Технические особенности связаны с уровнем проникновения возобновляемых источников энергии и наличием связи с централизованными системами энергоснабжения. Но основные отличия связаны с характеристиками местных сообществ: уровнем энергопотребления среднего домохозяйства, особенностями хозяйственного уклада, степенью развития местной экономики и т. д. При этом, во всех проектах в качестве главного условия их выхода на окупаемость указывалось активное вовлечение местных сообществ в проектирование, строительство и эксплуатацию гибридных энергосистем.

Таким образом, главным для развития инновационной локальной энергетики является сплоченность и активность местного сообщества. Основные причины, по которым локальные сообщества прилагают значительные усилия для развития гибридных энергосистем – это укрепление энергетической безопасности, достижение полной или частичной энергонезависимости, сокращение расходов на энергоснабжение за счет использования местного потенциала «зеленой» энергетики, а также защита окружающей среды. Местные сообщества становятся инновационными из-за желания получить в свои руки контроль над локальной энергетикой и региональной экономикой, остановить «утечку мозгов». Кроме того, успешная реализация инвестиционных проектов с применением передовых технологий порождает гордость сообщества за свои достижения.

В российских условиях разработка механизмов вовлечения коренных народов Севера в инновационные процессы является важнейшим условием комплексного развития северных территорий [16]. Исследования Сибирского федерального университета выявили, что приоритетным направлением для всех изолированных поселков и удаленных территорий является производство дешевой электроэнергии и воды, на базе чего возможно устойчиво развивать локальную экономику.



Ветрогенератор, остров Тенерифе

Гибридная энергосистема села Батамай, Республика Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) обладает рекордными для Арктики показателями приходящей на горизонтальную поверхность солнечной радиации [17]. Для использования данного потенциала возобновляемых источников энергии в 2011 году в селе Батамай Кобяйского улуса Республики Саха (Якутия) была построена первая экспериментальная солнечная станция (СЭС). Пилотная СЭС состояла из 52 солнечных панелей общей мощностью 10 кВт. После первого года эксплуатации стала очевидна экономическая выгода от новых технологий и энергетики, началось поэтапное наращивание мощности СЭС. В настоящее время многофункциональный автономный энергетический комплекс в селе Батамай включает в себя автоматизированную дизельную электростанцию (160 кВт), солнечную электростанцию (60 кВт, фотоэлектрические панели JRM-195, FSM-230, FSM-250, ECS250M60-A) сетевых инверторов (SMA STP 10000 TL, АКБ LT-LFP 300, SMA Sunny Island SL6.0H) и системы накопления электроэнергии номинальной емкостью 86,4 кВт·ч (LTLFP 300). Оборудование рассчитано на работу в экстремальном климате с перепадом температур от +40 градусов Цельсия летом до –45 зимой. В летнее время 70% энергии в Батамае вырабатывается СЭС, а зимой 30–40%, максимум и минимум нагрузки составляет 65 кВт и 3 кВт соответственно.

Солнечные батареи, село Батамай, Якутия

Работа «солнечной» электроэнергии уменьшает износ дизель генераторов, снижает зависимость поселка от сезонной поставки дизтоплива (экономия топлива – 17,4 тонн/год), оптимизирует себестоимость производства электроэнергии (снижение стоимости 1 кВт·ч на 33%), а также повышает надежность энергоснабжения [18].

В ходе строительства и эксплуатации гибридных (солнечно-дизельных) электростанций специалистами АО «Сахаэнерго» были выявлены следующие проблемы: нестабильность фундаментов объектов ВИЭ, сложная логистика запчастей и оборудования, снижение выработки из-за налипания снежного покрова на солнечные панели, неоднозначное соотношение «выгоды – затраты» у солнечных трекеров, дефицит квалифицированных кадров, недостаточность механизмов государственной поддержки развития ВИЭ.

> При использовании солнечно-дизельных электростанций в Якутии были выявлены такие проблемы: сложная логистика, налипание снега, неоднозначное соотношение «выгоды – затраты»

Развитие ВИЭ в Якутии стратегически управляется с федерального уровня, поскольку АО «РусГидро» является мажоритарным акционером дальневосточной энергетики. Оперативное планирование развития гибридных энергокомплексов осуществляется с регионального уровня (АК «Якутскэнерго»), а практическая реализация инвестиционных проектов ведется на локальном уровне (АО «Сахаэнерго»).

Сводный анализ развития гибридной энергетики в Якутии на основе концепций социотехнологического транзита и «человекосообразной» техники представлен в таблице 1. На макроуровне федеральная экономика включает в себя индустриальную формацию (преимущественно в сырьевой форме), а также постиндустриальную формацию в рентной (гос. сектор, военно-промышленный комплекс) и когнитивной форме (сектор информационных технологий). Национальная энергетика относится преимущественно к индустриальной формации, а развитие ветровой и солнечной энергетики может быть отнесено к когнитивной постиндустриальной формации.

На мезоуровне региональной экономики и энергетики социотехнический профиль сконцентрирован преимущественно в индустриальной формации (сырьевая и промышленная формы), а также рентной постиндустриальной формации эксплуатирующей в межбюджетных отношениях с федеральным центром статус крупнейшего национального субъекта в Дальневосточном Федеральном округе. Инновационный очаг в региональной энергосистеме связан преимущественно с внедрением ВИЭ в зоне децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия).

Таблица 1. Социотехнический профиль локальной энергетики Республика Саха (Якутия)[*]

Уровень	Элементы социотехнической системы	Доиндустриальная формация		Индустриальная формация		Постиндустриальная формация	
		кочевая	оседлая	сырьевая	промышленная	рентная	когнитивная
Макроуровень (национальная экономика)	Инновации			низкий	средний		низкий
	Реальный сектор		низкий	высокий	средний	высокий	
	Государственное регулирование			высокий	средний		средний
	Общество		низкий	высокий	низкий	высокий	низкий
Макроуровень (национальная энергетика)	Инновации				средний		низкий
	Производство энергии			средний	средний	средний	
	Энергетическая политика			низкий	средний		
	Потребители		низкий	высокий	низкий	низкий	
Мезоуровень (региональная экономика)	Инновации			низкий			
	Реальный сектор	низкий	средний	высокий	низкий	высокий	
	Государственное регулирование			высокий		высокий	
	Общество	низкий	средний	средний		высокий	
Мезоуровень (региональная энергетика)	Инновации					низкий	
	Производство энергии		низкий	высокий	низкий	высокий	
	Энергетическая политика			высокий		высокий	
	Потребители			высокий	низкий	высокий	
Микроуровень (локальная энергетика)	Инновации						
	Реальный сектор	средний	высокий			высокий	
	Государственное регулирование					низкий	
	Общество	средний	высокий			высокий	
	Инновации						
	Производство энергии	низкий	средний			высокий	
	Энергетическая политика					низкий	
	Потребители		низкий			высокий	

[*] *уровень развития элемента социотехнической системы «высокий», «средний», «низкий».*

Село Батамай является историческим поселением, на его территории археологические раскопки выявили стоянку человека каменного века (4 тысяч лет до н. э.), а в 1773 году в данном селе была открыта ямщицкая станция «Батамайская». В настоящее время село Батамай с населением 233 человек относится к группе населенных пунктов слабого градостроительного развития, поскольку объекты производственной и социальной сферы рассчитаны только на удовлетворение местных потребностей. По сравнению с другими населенными пунктами Кобяйского улуса, обеспеченность медициной и услугами социальной сферы, а также спортивной инфраструктурой в селе Батамай находится на низком уровне, а образование на среднем уровне. Также село Батамай относится к группе населенных пунктов, не обеспеченных связью со столицей Республики Саха (Якутия) городом Якутском и улусным центром поселка Сангар по автомобильным дорогам с твердым покрытием. Таким образом, село Батамай можно обоснованно отнести к изолированным, «островным» сообществам, сочетающим в себе черты доиндустриальной формации (кочевой и оседлый хозяйственный уклад) и постиндустриальной формации (рентный бюджетный сектор). При этом, социотехнический профиль локальной энергосистемы также обладает двойственным профилем: дома с индивидуальным (печным) отоплением относятся к доиндустриальной формации, а солнечно-дизельная электростанция относится к рентной постиндустриальной формации.

Технический дизайн гибридной энергосистемы села Батамай и особенности ее эксплуатации свидетельствуют о том, что данный вид энергетических технологий не отвечает критериям «человекосообразной» техники. Основная проблема

заключается в том, что на всех трех уровнях (макро, мезо, микро) социотехнической системы имеют место разрывы в уровне развития экономики и энергетики, которые в совокупности создают социально-экономические и производственные проблемы на локальном уровне.

Главным для развития инновационной локальной изолированной энергетики является сплоченность и активность местного сообщества

Проектирование энергосистемы села Батамай производилось на региональном, а утверждалось на федеральном уровне, при этом главной целью энергетиков была экономия завозимого внешнего топлива. Местные власти не были тесно вовлечены в данную работу, поскольку перекрестное субсидирование энеготарифов привело к низкой чувствительности локального сообщества к производственной задаче сокращения расхода дизельного топлива.

Хозяйственный уклад в селе Батамай приводит к высокому уровню сезонной неравномерности в графике производства и потребления энергии: в весенне-зимний период электроэнергия, вырабатываемая фотоэлектрическими панелями, в значительной степени остается невостребованной из-за сокращения потребления в ходе сезонных работ, а в зимний период возрастающие нагрузки не могут быть удовлетворены солнечной энергетикой в силу снижения соляризации. С точки зрения «человекосообразной» техники, решением сложившегося противоречия может стать развитие гибридной солнечно-водородной энергосистемы с активным вовлечением местного сообщества за счет сооружения крышных солнечных электростанций (до 30 шт, единичная мощность 3–5 кВт), цифровизации распределительных сетей (снижение потерь на 30%) и перехода на расчеты за электроэнергии на основе технологии «блокчейн». О реалистичности и перспективности данного подхода свидетельствует описанный выше мировой опыт в сфере создания гибридных энергосистем в изолированных и островных сообществах, а также новейшие исследования российских ученых [19, 20. 21. 22].

Выводы

Развитие локальной энергетики Дальнего Востока и Арктики необходимо вести с учетом социокультурных особенностей коренных народов и местных сообществ. Экономическая эффективность инвестиционных проектов в распределенной энергетике сильно зависит от интегрированности в локальную экономику, поскольку даже в условиях быстрого роста цен на завозимые топливные ресурсы объем добавленной стоимости местных производств пока не позволяет окупить инновационные технологии. Мировой опыт формирования гибридных энергосистем в изолированных и островных сообществах свидетельствует, что полное использование потенциала возобновляемых источников энергии может быть достигнуто при использовании передовых водородных технологий. Активное вовлечение коренных народов Севера в инновационные процессы является важнейшим условием комплексного развития удаленных территорий, ускоренного перехода к новому энергетическому укладу и укрепления геополитических позиций Российской Федерации на всем пространстве Евразии и Арктики.

Река Лена, Якутия

Река Пелегуй, Якутия

Использованные источники

1. *Бляхер Л. Е. Искусство неуправляемой жизни: Дальний Восток. М.: Европа, 2014. С. 208.*
2. *Нефедова Л.В., Соловьев А. А. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России // Энергетическая политика, № 4, 2018. С. 99–108.*
3. *Соловьев Д.А., Моргунова М. О., Габдеряхманова Т. С. Адаптация энергетической инфраструктуры в Арктике к климатическим изменениям с использованием возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика, № 4, 2017. С. 72–80.*
4. *Geels F. W. From sectoral systems of innovation to socio-technical systems. Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory // Research Policy. 2004. pp. 897–920.*
5. *Jacobsson S., Bergek A. Transforming the energy sector: the evolution of technological systems in renewable energy // Klaus Jacob, Manfred Binder and Anna Wieczorek (eds.). 2004. Governance for Industrial Transformation. Proceedings of the 2003 Berlin Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change, Environmental Policy Research Centre: Berlin. pp. 208–236.*
6. *Schneider, S. H. Abrupt non-linear climate change irreversibility by policy. OECD Workshop on the Benefits of Climate Policy: Improving Information for Policy Makers. Paris. 2003. URL: http://www.oecd.org/env/cc/2482280.pdf (дата обращения: 23.02.2019).*
7. *Бушуев В. В. Метасистемные принципы энергетики // Энергия: экономика, техника, экология, 2015. С. 11–21.*
8. *Шумахер Э. Ф. Малое прекрасно. Экономика, в которой люди имеют значение. М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2012. 352 с.*
9. *Дугин А. Г. Экономика против экономики // Консервативная революция. М.: Арктогея, 1994. С. 352.*
10. *Лапин Н. И. Проблемы формирования концепции и человеческих измерений стратегии поэтапной модернизации России и ее регионов // Социологические исследования, № 7, 2014. С. 8–19.*
11. *Великий П. П. Предпосылки формирования человекосоразмерной жизненной среды деревни // Историческая и социально-образовательная мысль, 10(2/1), 2018. С. 70–75.*
12. *Позаненко А.А. «Отдельная типа республичка»: структурные особенности пространственно изолированных локальных сельских сообществ // Мир России. Т. 27. № 4, 2018. С. 31–55.*
13. *Nakken T., Strand L. R., Frantzen E., Rohden R., Eide P. O. The Utsira wind-hydrogen system – operational experience. 2006. URL: http://www.globalislands.net/greenislands/docs/norway_135_Ewec2006fullpaper.pdf*
14. *Shannon Miles, Mary Gillie Benefits and Barriers of the Development of Renewable/Hydrogen Systems in Remote and Island Communities. 2010. URL: http://ieahydrogen.org/pdfs/Annex-Reports/RemoteIslandBenefits.aspx (дата обращения: 23.02.2019).*
15. *D. Neves, C. A. Silva, S. Connors, Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 31, March 2014, pp. 935–946.*
16. *Кирко В.И., Кеуш А. В. Вовлечение коренных малочисленных народов Севера в инновационные процессы // Вестник КрасГАУ, № 10, 2012. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vovlechenie-korennyh-malochislennyh-narodov-severa-v-innovatsionnye-protsessy (дата обращения: 23.02.2019).*
17. *Соловьев Д.А., Моргунова М. О., Габдерахманова Т. С. Адаптация энергетической инфраструктуры в Арктике к климатическим изменениям с использованием возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика, 2017. С. 72–80.*
18. *Карамов Д. Н. Комплексная оптимизация автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии и аккумулирующие устройства на примере п. «Батамай» Кобяйского района Якутии / Д. Н. Карамов // Сборник трудов всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке: Инновационное развитие и управление», 2015. С. 1–9.*
19. *Morgunova M.O., Solovyev D. A. Challenges to overcome: energy supply for remote consumers in the Russian Arctic // J. Phys. Conf. Ser. 2017. Т. 891. № 1. pp. 1–6.*
20. *Воротников А. М. Финансирование проектов создания и развития локальной энергетики РЭЭ // Региональная энергетика и энергосбережение, № 3, 2017. С. 46–48.*
21. *Бушуев В.В. и др. Перспективы и тенденции ТЭК // Экологический вестник России, № 12, 2017. С. 12–22.*
22. *Соловьев Д. А. Малая энергетика в Арктике: проблемы адаптации и риски // Энергия: экономика, техника, экология, № 11, 2017. С. 14–21.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной компании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на первое полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.
В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

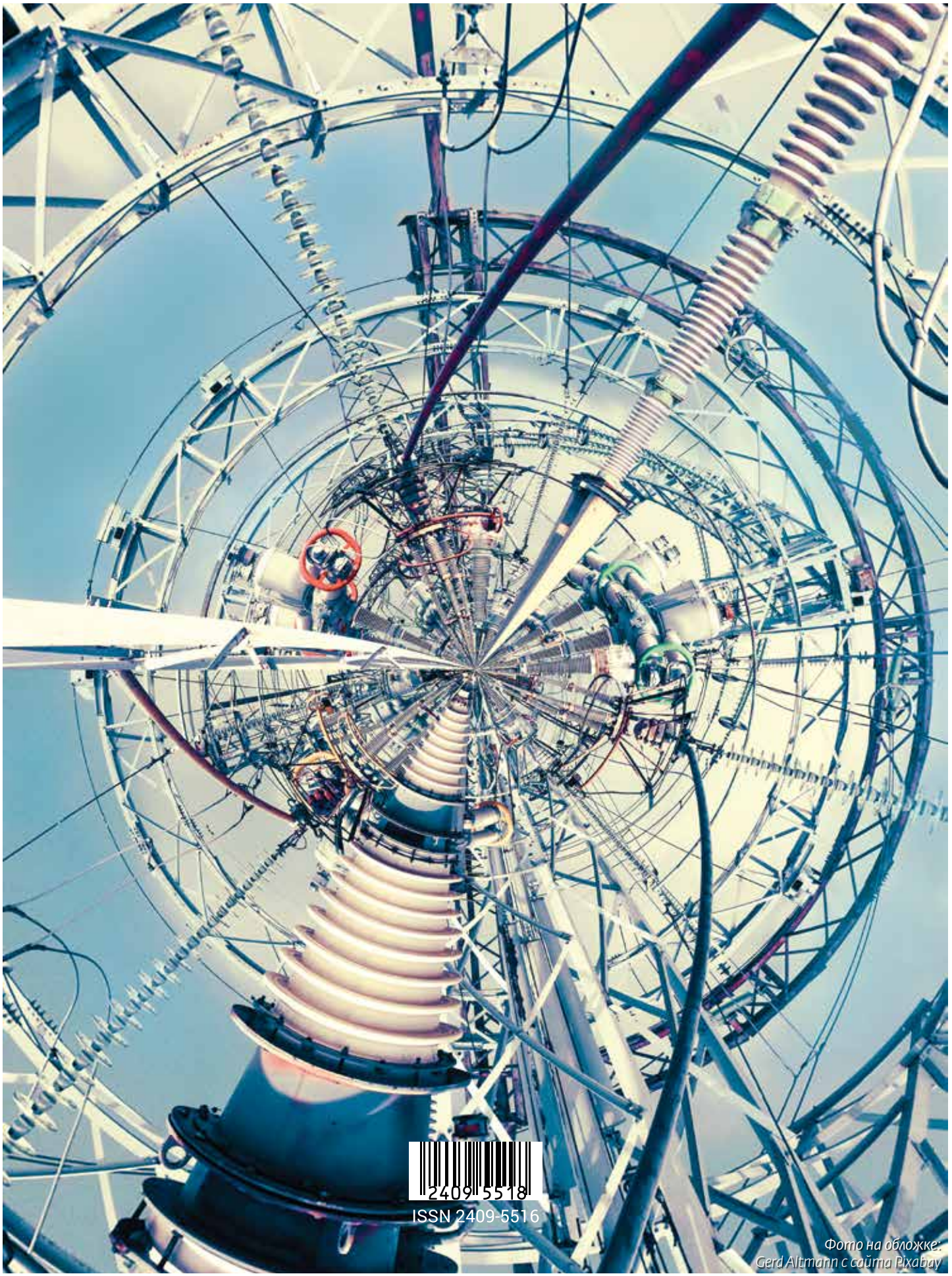
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ИНТЕР РАО ЕЭС
энергия без границ

РОССЕТИ
ФСК ЕЭС

СУЭК
СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT



2409-5518
ISSN 2409-5516

Фото на обложке:
Gerd Altmann с сайта Pixabay