

ЭНЕРГЕТИКА

**КАКИЕ НОВЫЕ ЭНЕРГООБЪЕКТЫ
ПОЯВЯТСЯ В НИЖЕГОРОДСКОЙ
ОБЛАСТИ / 14**

**КАКОВ ДОЛГ НАСЕЛЕНИЯ РЕГИОНА
ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ / 16**

**КОГДА В РОССИИ НАЧНУТ
ИСПОЛЬЗОВАТЬ НАКОПИТЕЛИ
ЭНЕРГИИ / 18**

**КАКИЕ ЭКСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ
СМОГУТ РЕАЛИЗОВАТЬ ГАЗОВЫЕ
КОМПАНИИ / 22**

Пятница, 21 декабря 2018 №236
(6474 с момента возобновления издания)
Цветные тематические страницы №9–24
являются составной частью газеты «Коммерсантъ»
Зарегистрировано в Роскомнадзоре
ПИ № ФС77-64424 31 декабря 2015 года.
Распространяются только в составе газеты.
Фото на обложке Александра Петросяна.

Коммерсантъ

BUSINESS GUIDE



АССОЦИАЦИЯ КОММЕРЧЕСКИЙ БАНК

ВЫГОДНЫЕ ВКЛАДЫ для физических лиц

до **8%** годовых*

ПОДРОБНОСТИ ВСЕХ ПРОГРАММ МОЖНО УЗНАТЬ
НА НАШЕМ САЙТЕ ASSOTSIATSIYABANK.RU
ИЛИ ПО ТЕЛЕФОНУ +7(831) 4-219-200

* Указанная процентная ставка действует по вкладу «Стабильный доход» при сроке 1460 дней и минимальной сумме вклада от 10 000 рублей. Дополнительные взносы и расходные операции не предусмотрены.

Проценты выплачиваются в конце срока вклада. При досрочном востребовании вклада проценты за весь срок начисляются по ставке вклада «До востребования». Предусмотрена пролонгация на новый срок по действующим на этот момент ставкам по данному вкладу. Все вклады застрахованы.

ПОМОЖЕМ ВАМ ВЫРАСТИТЬ КАПИТАЛ!

Реклама. Не является публичной офертой.
АО КБ «Ассоциация». Генеральная лицензия Банка России
№732 от 25 декабря 2014 г.

Вклады
застрахованы





АЛЕКСАНДРА ВИКУЛОВА,
РЕДАКТОР BUSINESS GUIDE
«ЭНЕРГЕТИКА»

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭНТУЗИАЗМ

Правительство Нижегородской области рассчитывает в течение трех лет реализовать несколько крупных проектов в сфере электро- и топливной энергетики в нескольких крупных районах региона. Кроме органов власти регионального и муниципального уровня в них задействованы «Россети», «МРСК Центра и Приволжья» и «Газпром». Реализация проектов кроме вложений в несколько миллиардов рублей требует совместных усилий администрации области и частных компаний, изменений в законодательстве и гарантий со стороны потенциальных потребителей ресурсов. Если верить прогнозам властей, то после строительства межрегионального магистрального газопровода, новых распределительных станций, запуска в работу «умных сетей», в регионе будут решены основные энергетические проблемы. Однако, судя по тому, как реализовываются масштабные проекты на федеральном уровне, например, использование накопителей энергии и снижение пикового спроса на электроэнергию, ожидать скорой реализации планов не приходится. Причины — в инерционности участников рынка, потребителей, законодательства и энергетической системы страны в целом. Кроме того, ресурсоснабжающие компании в один голос жалуются на растущие долги населения, частных и государственных предприятий, и связывают это с непростой экономической ситуацией в стране. Надеюсь, что оптимизм и энтузиазм, с которым сегодня чиновники и энергетики говорят о необходимости новых мощностей, все же позволит довести проекты до конца.



ЕВГЕНИЙ ПАРВЕНКО

ПРОМЫШЛЕННОСТЬ НЕ ПОШЛА В ЭНЕРГООТКАЗ

МОДЕЛЬ СНИЖЕНИЯ ПИКОВОГО СПРОСА И ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ DEMAND RESPONSE, КОГДА КРУПНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПЛАТЯТ ЗА ЧАСТИЧНЫЙ ОТКАЗ ОТ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ, ПОКА НЕ ПРИЖИЛАСЬ НА ЭНЕРГОРЫНКЕ РФ. МЕХАНИЗМ ЗАТРАГИВАЕТ ТОЛЬКО 0,1% ОТ ПИКОВОГО СПРОСА В СИБИРИ, А ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ РАЗГРУЗКИ ПИКОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПОЧТИ ОТСУТСТВУЕТ — ВСЕГО 0,5% СНИЖЕНИЯ ЦЕНЫ. ЭКСПЕРТЫ И ПОТРЕБИТЕЛИ ПРЕДЛАГАЮТ ДЛЯ РАЗВИТИЯ СЕГМЕНТА DEMAND RESPONSE ПОВЫСИТЬ ПЛАТУ ЗА НЕПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ. ТАТЬЯНА ДЯТЕЛ

Запущенный в 2017 году на оптовом энергорынке механизм demand response (DR), когда промышленность снижает спрос в пики потребления, пока малоэффективен и требует «доналадки» с вовлечением новых участников и ростом финансовых стимулов для потребителей, говорится в исследовании Vygon Consulting.

DR должен снижать цены рынка на сутки вперед (PCB, основной сегмент торгов элек-

троэнергией) и конкурентного отбора мощности (КОМ). В перспективе оплата непотребления может стать и альтернативой строительству новой генерации или сетей. По оценке Vygon Consulting, 1 ГВт DR уберет нужду в такой же мощности пиковой генерации, что может стоить рынку 18–24 млн руб. за 1 МВт ежегодно. Но пока максимальное вознаграждение в DR — 1,4–2,3 млн руб. за 1 МВт в год.

1,1 рубля (без НДС) составила средняя цена 1 кВт·ч электроэнергии на рынке на сутки вперед (оптовый энергорынок) в январе–октябре.

Доступ к механизму имеют потребители мощностью более 5 МВт, объем снижения нагрузки — от 2 МВт. Промышленность должна разгружаться от одного до десяти раз в месяц на два, четыре или восемь часов по выбору, взамен получая плату за объем непотребления. →

В ПЕРСПЕКТИВЕ ОПЛАТА НЕПОТРЕБЛЕНИЯ МОЖЕТ СТАТЬ И АЛЬТЕРНАТИВОЙ СТРОИТЕЛЬСТВУ НОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ ИЛИ СЕТЕЙ



→ Но полностью оплачивается восьмичасовая разгрузка, для меньших периодов коэффициент ниже.

Пока в DR из крупных потребителей вошел только «Русал», заявивший о готовности снизить спрос на 64 МВт (1% потребления компании). По данным Vygon Consulting, успешная разгрузка пришлось на 42 МВт — менее 0,1% от пикового спроса второй ценовой зоны рынка (Сибирь, где находится большая часть алюминиевых заводов), снижение цены на РСВ в Сибири — в среднем 0,5%, максимальное падение цены в конкретный час — до 5,37%. «Русал» получает за это около 50 млн руб. в год, говорят в Vygon Consulting. В компании эффект от DR в 2017 году оценили в 67 млн руб. и ждут, что в 2018 году он увеличится.

В зарубежных энергосистемах (США, Канада, Южная Корея, Великобритания) DR позволяет управлять потреблением в 0,7–14 ГВт (2–6% от пикового спроса). Это снижает платежи потребителей в среднем на 0,6–1,7%, что в два-пять раз выше, чем в РФ.

В Vygon Consulting низкую эффективность DR в России связывают с тем, что он запущен в период профицита мощностей (около 20 ГВт), что давит на цену КОМ и снижает цены РСВ из-за ценопринимающих (бесценовых) предложений новых блоков АЭС. При этом в 2017 году и за шесть месяцев 2018 года DR сработал 19 раз, но из них 13 пришлось на обязательные тесты.

Для большей привлекательности DR в России можно поднять оплату непотребления: она считается от цены КОМ, что можно заменить средне-взвешенной ценой мощности — в среднем вчетверо выше цены КОМ в первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал) и в два раза в Сибири. Оплата должна быть не ниже среднего платежа генераторам за ту же мощность, согласен заместитель главы «Сообщества потребителей энергии» Валерий Дзюбенко. DR нужно распространить на розничный энергорынок, считают в Vygon Consulting, а длительность периода снизить до четырех часов.

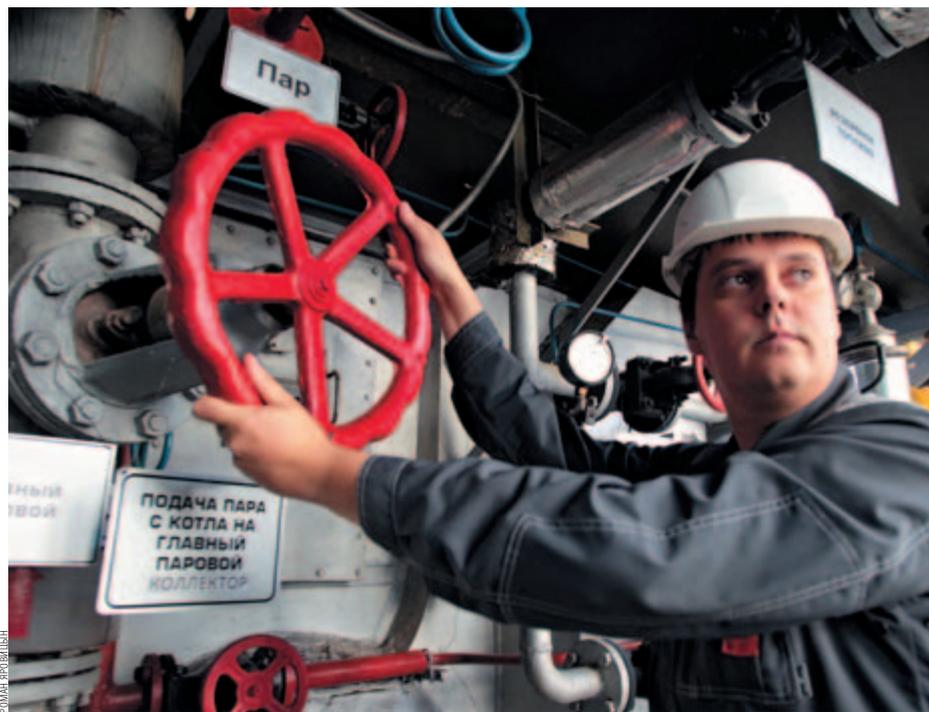
Эксперты опасаются, что активное развитие DR может перенестись на вторую половину 2020-х годов, в том числе из-за того, что промышленность не станет планировать снижение спроса на долгосрочном КОМ на 2022–2024 годы. Ситуацию может спасти разделение КОМ на этапы, проводя корректировочный этап (3–5% спроса) за 14–15 месяцев до года поставки мощности.

В СО считают, что «доклад поднимает вопрос на качественно новый уровень обсуждения», но отмечают, что сложно согласиться с «излишней категоричностью и безальтернативностью рецептов повышения эффективности DR», касающихся, в частности, структурных трансформаций КОМ. Владимир Скляр из «ВТБ Капитала» говорит, что Россия входит в тройку стран с самой энергозатратной экономикой, для которых низкие цены на энергоресурсы — конкурентное преимущество. Промышленность чувствует себя комфортно, считает он, что доказывается высокой маржинальностью экспортеров. В этих условиях DR будет работать только при большей дельте энергоцен при повышении спроса, полагает аналитик. ■

ПОКА В DR ИЗ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВОШЕЛ ТОЛЬКО «РУСАЛ», ЗАЯВИВШИЙ О ГОТОВНОСТИ СНИЗИТЬ СПРОС НА 64 МВТ (1% ПОТРЕБЛЕНИЯ КОМПАНИИ)

МОДЕРНИЗАЦИЮ ПОДГОТОВИЛИ ДЛЯ ПРЕМЬЕРА

ПРАВИТЕЛЬСТВО ПОСЛЕ ДОЛГИХ ОБСУЖДЕНИЙ ВСЕ ЖЕ СОГЛАСОВАЛО И МОЖЕТ УЖЕ В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ ПРИНЯТЬ ПРОЕКТ ПОСТАНОВЛЕНИЯ МИНЭНЕРГО ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СТАРЫХ ТЭС ОБЩЕЙ СТОИМОСТЬЮ ДО 1,4 ТРЛН РУБ. В ПРОЕКТ ВНЕСЛИ ПРОВЕРКУ ТЕМПОВ РОСТА ЭНЕРГОЦЕН, А ТАКЖЕ НОРМУ О РАЗРЫВЕ СОГЛАШЕНИЙ С ИНВЕСТОРАМИ ПРИ НЕГОТОВНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ. В МИНЭНЕРГО ОЖИДАЮТ, ЧТО ПОСТАНОВЛЕНИЕ БУДЕТ ПОДПИСАНО ПРЕМЬЕРОМ ДО КОНЦА ГОДА. ТАТЬЯНА ДЯТЕЛ



Правительство предлагает «считать согласованным» проект постановления по модернизации старых ТЭС, но с учетом нескольких технических правок к документу, следует из проекта протокола совещания у вице-преьера Дмитрия Козака от 30 ноября. «Залповый» отбор проектов модернизации на 2022–2024 годы пройдет в 2019 году (точные сроки не указаны), а долгосрочный конкурентный отбор мощности (основной сектор торговли «старой» мощностью) на 2022 год будет перенесен с 15 декабря на 1 мая 2019 года.

В Минэнерго сообщили, что разногласия с профильными министерствами урегулированы, проект постановления проходит согласование в аппарате правительства, после чего должен быть подписан премьером Дмитрием Медведевым. В Минэнерго ожидают, что это произойдет до конца года, а залповые отборы на 2022–2024 годы пройдут в начале 2019 года. В аппарате вице-преьера Дмитрия Козака от-

ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ РОССИЙСКИЕ ТУРБИНЫ, ПРЕДЛАГАЮТСЯ, НАПРИМЕР, Пониженные штрафы за непоставку мощности

казались комментировать протокол до внесения правок чиновником.

Согласно драфту протокола, в проект постановления предлагается включить требование об обязательном анализе результатов первого отбора модернизируемых ТЭС (всего предполагается обновить до 40 ГВт до 2035 года). Владимир Путин, одобряя идеологию программы модернизации в конце 2017 года, требовал, чтобы при реализации программы модернизации рост энергоцен не превышал уровень инфляции. Но фактически эти требования ранее не были отражены в проекте постановления. Теперь по итогам залпового отбора предлагается до 1 августа 2019 года дать предложения по величине базового уровня доходности для последующих отборов (для первого отбора установлен в 14% при ставке ОФЗ в 8,5%), а также предоставить уточненный прогноз цен на оптовом энергорынке с учетом инфляции. На совещании, как говорят собеседники, обсуждалась возможность

снижения объемов отборов в случае роста тарифа выше инфляции.

Кроме того, по предложению Минюста в проект могут внести пункт, разрешающий в одностороннем порядке расторгать соглашение с инвестором из-за неготовности оборудования. Этой нормы много лет добивались крупные потребители, за счет платежей которых и обеспечивается окупаемость инвестпроектов. Например, такой конфликт возник в ситуации со строящимся в 2016 году только что построенным энергоблоком (800 МВт) Березовской ГРЭС «Юнипро», когда крупной промышленности пришлось переплатить до 1 млрд руб. за не работавшее уже оборудование.

К проектам, которые будут «в ручном режиме» одобряться правительственной комиссией по электроэнергетике (это 15% из 4 ГВт, выставляемых на первый залповый отбор), могут предъявить формальные требования о перечне мероприятий по модернизации, значении коэффициента использования установленной мощности, эффективности генерации, обосновании необходимости модернизации ТЭС. Текущий проект постановления не содержит никаких требований к эффективности выбираемых комиссией ТЭС. Но имеющиеся требования де-факто не будут отражать реальной эффективности таких проектов, отмечают собеседники. Предполагается, что в эти 15% от отбора генераторы будут вносить более дорогие проекты с установкой газовых турбин большой мощности, налаженного производства которых в РФ пока нет. Локализация такого оборудования оговорена в программе модернизации, для инвесторов, использующих российские турбины, предлагаются, например, пониженные штрафы за непоставку мощности.

В «Сообществе потребителей энергии» отметили, что в проекте протокола предлагается учесть только второстепенные замечания, а «базовые замечания о дороговизне, отсутствии требований к эффективности проектов, а также о недопустимости возложения всех затрат исключительно на плечи потребителей проигнорированы». ■

«ТЕПЛОЭНЕРГО» ДОЛЖНО БЫТЬ НАДЕЖНЫМ И УДОБНЫМ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ»

Какие задачи АО «Теплоэнерго» ставит перед собой на ближайшие три года и почему отказывается от работы с подрядными организациями при проведении текущего ремонта, рассказывает генеральный директор компании Илья ХАЛТУРИН.

— Этот год оказался напряженным для многих строительных, инфраструктурных и коммунальных компаний Нижнего Новгорода из-за чемпионата мира по футболу. Как сказались проведение мундиала на подготовке к отопительному сезону в «Теплоэнерго»?

— Проведение чемпионата мира по футболу наложило отпечаток на ремонтную кампанию. График проведения работ был очень плотным. Конечно, мы готовились заранее: с точки зрения диагностики и планирования работ пришлось во многом перестраиваться. Еще весной было проведено инструментальное обследование сетей, чтобы графики выполнения работ не наслонились на время проведения основных мероприятий чемпионата. При производстве работ применялись новые технические решения, позволяющие ремонтировать сети и при этом бесперебойно обеспечивать потребителей горячей водой: монтировались технологические перемычки, что позволяло перевести нагрузку и не останавливать подачу теплоносителя. После чемпионата ремонтные подразделения приступили к работам на остальных участках тепловых сетей, благодаря чему отопительный сезон был начат вовремя и качественно с минимальным количеством жалоб и обращений.

— Каковы финансовые результаты работы компании?

— Прогнозный рост выручки составит 5% (порядка 11,7 млрд руб.), чистая прибыль ожидается на уровне предыдущего года — 975 млн руб. Вся прибыль является целевой и будет направлена на исполнение инвестиционных обязательств.

Я считаю, что компания неплохо отработала год в плане финансовых результатов. За счет повышения эффективности работы предприятия, оптимизации финансовой и производственной деятельности нам удалось снизить ссудную задолженность на 25% по сравнению с прошлым годом. За счет этого резерва мы смогли увеличить ремонтный фонд на 180 млн руб. Дополнительно был выполнен капитальный ремонт оборудования и сетей на ряде крупных объектов, в том числе самого мощного котла Нагорной теплоцентрали.

— «Теплоэнерго» приняло стратегию развития на 2019–2021 годы. Какие цели и задачи ставит перед собой компания?

— «Теплоэнерго» снабжает теплом большую часть Нижнего Новгорода, поэтому мы должны быть надежными и удобными для потребителя. Это ключевые цели в нашем стратегическом плане развития. В первую очередь перед компанией стоит задача в рамках действующих тарифов повысить качество, надежность и безопасность работы объектов предприятия. Стратегический план включает в себя 24 основных проекта. В частности, планируется довести уровень автоматизации и диспетчеризации источников тепловой энергии до 90%. Кроме того, компания намерена перейти на современные системы теплоснабжения с индивидуальными тепловыми пунктами.

При реализации стратегического плана «Теплоэнерго» в 2019 году планирует более



чем в два раза увеличить объемы строительства, ремонта и перекладки сетей и довести этот показатель до 100 км в год — это 5% от общей протяженности наших сетей. При этом объемы финансирования на замену сетей вырастут с 500 млн руб. в 2018 году до 1,4 млрд руб. в 2019-м. Рост существенный. Уйти от повреждаемости теплосетей пока невозможно, но при сохранении темпа обновления сетей 100 км/год «Теплоэнерго» рассчитывает вдвое снизить аварийность к 2021 году.

В рамках нашего стратегического плана будет реализована специальная программа «Быт» для улучшения условий работы сотрудников.

Кроме того, в настоящее время прорабатывается дорожная карта проекта по открытию центра обслуживания клиентов в верхней части города.

— Сегодня российские предприятия активно внедряют цифровые технологии в свои производственные процессы. Занимается ли этим «Теплоэнерго»?

— Мы запустили большой проект «Мобильный теплограф». Поскольку деятельность

любой теплосетевой компании связана с оперативным реагированием — это основное условие для быстрой ликвидации аварий и восстановления теплоснабжения, мы и реализуем этот проект. Компания закупает планшетные компьютеры, на которых линейные руководители, находящиеся на месте проведения работ, могут получить в оперативном режиме всю информацию о текущем состоянии сетей и подземных коммуникаций. У них появляется возможность в более сжатые сроки принимать решения. Это очень действенный инструмент.

В компании принято решение разрабатывать единую автоматизированную систему управления теплоснабжением, которая объединит пять различных информационных систем, которые мы сейчас используем в компании. Постепенно ее функционал будет расширяться, к ней будут присоединяться существующие и новые объекты. В течение двух-трех лет мы полностью автоматизируем все производственные процессы, диспетчеры будут видеть и смогут регулировать основные параметры.

— Возвращаясь к теме стратегического развития, планирует ли компания как-то расширять территорию своего присутствия? Была информация, что «Теплоэнерго» рассматривает возможность взять в концессию тепловые сети Арзамаса.

— Про Арзамас говорить пока рано, но совершенно точно «Теплоэнерго» будет двигаться в направлении концессионных соглашений. Пока речь идет о теплосетевом комплексе Нижнего Новгорода. В следующие три года компания намерена взять в концессию источники тепла, тепловые сети, центральные тепловые пункты — все те объекты, которые сейчас находятся в управлении компании.

— Перед энергетиками сегодня остро стоит проблема дебиторской задолженности. Как у вас выстраивается работа с должниками?

— Задолженность потребителей перед «Теплоэнерго» составляет около 3 млрд руб., самая существенная сложилась у юридических лиц. Одним из наиболее действенных способов, которые побуждают должника оплатить услуги, является ограничение подачи ресурса, это производится с соблюдением необходимых уведомительных процедур. Под отключение попадают злостные неплательщики.

С населением таким образом поступать нельзя, поэтому для жителей города регулярно проводятся стимулирующие акции, позволяющие погасить задолженность без пени. Сегодня собираемость платежей составляет более 97%. По плану за три года она должна вырасти до 99%.

— Как проходит отопительный сезон?

— Без серьезных происшествий. Да, уровень износа сетей высокий, но все повреждения устраняются в оперативном режиме — среднее время составляет 3,5 часа. Чтобы добиться таких результатов, компания расширила парк специальной техники: в первом полугодии закупили 20 машин, сейчас ожидаем поставки 11-ти. Техника приходит самая современная, и это положительно сказывается на качестве и сроках выполнения работ.

С декабря «Теплоэнерго» перешло на выполнение текущих ремонтных работ хозяйственным способом, в 2019 году практически весь текущий ремонт компания будет выполнять собственными силами, уже приобретено необходимое оборудование и укомплектован штат ремонтного персонала.

— То есть компания отказывается от найма подрядчиков?

— Полностью это сделать нельзя, поскольку у ряда работ, особенно капитального характера, есть своя специфика и сложность. В этих случаях «Теплоэнерго» продолжит сотрудничество с подрядными организациями, но с проведением текущего ремонта будем справляться собственными силами. Важно наращивать квалификацию персонала. Поскольку компания несет ответственность за качество теплоснабжения и надежность, центр компетенций должен находиться в «Теплоэнерго».

«НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ СТАНЕТ ПИЛОТНЫМ РЕГИОНОМ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ „УМНЫХ ЭНЕРГОСЕТЕЙ“»

В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ АНОНСИРОВАЛСЯ РЯД ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВО МЕЖРЕГИОНАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, НОВОЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ «ГОРБАТОВКА» И ПЕРЕДАЧА В КОНЦЕССИЮ РАЙОННЫХ КОТЕЛЬНЫХ. О ТОМ, КАКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИХ РЕАЛИЗАЦИЯ ОТКРОЕТ ПЕРЕД РЕГИОНОМ, КАКИЕ ПРОБЛЕМЫ МЕШАЮТ БОЛЕЕ АКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКИ И К КАКИМ ИЗМЕНЕНИЯМ В ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКЕ СТОИТ ГОТОВИТЬСЯ ЖИТЕЛЯМ ОБЛАСТИ, РАССКАЗАЛ И.О. ЗАМЕСТИТЕЛЯ ГУБЕРНАТОРА АНДРЕЙ ХАРИН.



ПРЕСС-СЛУЖБА ПРАВИТЕЛЬСТВА НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

BUSINESS GUIDE: Недавно глава региона подписал соглашение с «Россетями» о выделении 3,5 млрд руб. на реализацию инвестиционных программ компании по развитию электроэнергетики в Нижегородской области. О каких именно проектах идет речь?

АНДРЕЙ ХАРИН: По итогам переговоров губернатора Нижегородской области Глеба Никитина и генерального директора ПАО «Россети» Павла Левинского был составлен совместный протокол о намерениях сторон, формат встречи не предусматривал подписания соглашения. Тем не менее будут выделены дополнительные инвестиции для развития электросетевого комплекса региона, закрытых и открытых центров питания напряжением 35–110 кВ и на строительство «умных сетей» с учетом внедрения современных цифровых технологий Smart Grid. В данном случае компания оборудует энергетическое хозяйство счетчиками и техническими устройствами с интеллектуальной системой, управляемой из единого центра, чтобы собирать данные автоматически. Благодаря этому специалисты компании, в том числе и в Москве, смогут контролировать работу сетей в регионах, снижая потери и аварий-

КОНЦЕССИИ — ЭТО ТО, НА ЧТО НАЦЕЛИВАЕТ РЕГИОНЫ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО. ДРУГОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ НЕТ

ность. Это тренд мировой электроэнергетики, и мы стараемся идти в ногу со временем. «Россети» рассматривают Нижегородскую область как пилотный регион для этого проекта. Предполагается, что 2,6 млрд руб. из общей суммы выделяет головная компания «Россетей», а «МРСК Центра и Приволжья» вложит 900 млн руб. собственных средств.

ВГ: Зачем регион добивается увеличения объемов финансирования по энергетическим проектам, если дефицит электроэнергии покрывается за счет перетоков из других сетей?

А. Х.: Инвестиционная программа «Нижевоэнерго» и ПАО «Россети» — это возможность для активизации социально-экономического развития региона, увеличения объемов жилищного строительства на конкретных территориях и роста бизнеса. Для присоединения новых абонентов, повышения надежности и качества электроснабжения существующих потребителей нужны дополнительные подстанции и сети. Сегодня в Нижегородской области много подстанций, которые сильно загружены.

ВГ: В июне на заседании правительства обсуждался проект строительства газопровода стоимостью 17,5 млрд руб., который свяжет Нижегородскую, Кировскую области и Марий Эл. Предполагалось, что в июле начнется согласование проекта с «Газпромом». На какой стадии находится реализация этого проекта? Когда начнется строительство газопровода?

А. Х.: Главами Нижегородской, Кировской областей и Республики Марий Эл подписано трехстороннее обращение в адрес председателя правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера с просьбой включить проект в инвестиционную программу компании. Сейчас «Газпром» прорабатывает во-

прос, правительство региона постоянно на связи, но пока решений нет. Как правило, подобные проекты проходят серьезнейшую подготовку с учетом выбора оптимального варианта прокладки трассы и определения этапов строительства. Планируется, что проект подготовит ПАО «Газпром».

ВГ: Ранее ПАО «Газпром» заявлял, что планирует построить в Нижегородской области завод сжиженного газа вместе с газораспределительной станцией (ГРС) «Горбатовка». Из-за переговоров по строительству межрегионального газопровода возникла некоторая заминка с проектом строительства самой ГРС. Планировалось, что осенью губернатор встретится с руководством ПАО «Газпром» и договорится, чтобы ГРС «Горбатовка» была сдана в намеченные сроки — во втором квартале 2020 года. Что с этим проектом?

А. Х.: Обсуждение проекта с «Газпромом» находится в финальной стадии. ГРС «Горбатовка» включена в программу развития корпорации и будет построена. Сейчас «Газпром» согласовывает финальные сроки реализации проекта с нашим участием. Также обсуждается возможность использования при строительстве ГРС сжиженного природного газа (СПГ.— **ВГ**). Но даже если СПГ не будет использоваться, ГРС будет построена. Планируется, что проект будет реализован в 2020-м или в 2021 году. Что касается участия Нижегородской области, регион должен обеспечить проекту промышленное развитие и его загрузку. У нас есть предложения от действующих абонентов, желающих подключиться к новой ГРС, и от потенциальных инвесторов, которые хотят построить производства в этом районе.

ВГ: Несколько лет в правительстве региона идут разговоры о том, что районные котельные необходимо передать в концессию, но сложность в том, что как активы они не интересны инвесторам. Как будет решаться этот вопрос? Есть ли заинтересованные в концессии компании?

А. Х.: Концессии — это то, на что нацеливает регионы федеральное законодательство. Другой альтернативы для развития теплоэнергетики нет. Будет ли это НОКК (Нижегородская областная коммунальная компания, учреждена правительством области.— **ВГ**) или другая компания, зависит от степени эффективности проекта, представленного каждым потенциальным инвестором. Но замечу, что в Нижегородской области есть районы, где много желающих участвовать в концессионной деятельности.

ВГ: Сама НОКК задолжала «Газпрому» 200 млн руб. Правительство региона заявило, что планирует разобрататься в финансово-хозяйственной деятельности компании. Как будет решаться вопрос с долгами НОКК?

А. Х.: Вопрос с долгами НОКК находится на особом контроле правительства Нижегородской области и «Газпрома». Сейчас мы проводим глубокий анализ финансово-экономической деятельности компании. По его итогам будут выработаны конкретные предложения и меры по улучшению финансово-хозяйственного состояния акционерного общества и кардинального снижения ее кредиторской задолженности. Не исключено, что будут приниматься управленческие решения о смене руководства или реорганизации НОКК.

ВГ: В этом году остро встал вопрос по долгам гарантирующего поставщика Нижегородской области «ТНС энерго НН» перед «МРСК Центра и Приволжья». Арбитражный суд рассматривает иски МРСК к ТНС на несколько миллиардов рублей. Планирует ли областное правительство проводить тендер на выбор нового гарантирующего поставщика?

А. Х.: Долг ПАО «ТНС-Энерго НН» действительно существенный, мы рассматривали этот вопрос на межведомственной комиссии и дали ряд поручений по анализу ситуации. Что касается процедуры лишения статуса гарантирующего поставщика, федеральным законодательством такими полномочиями наделено только Министерство энергетики РФ. Это возможно только по предложению некоммерческого партнерства «Совет рынка», важного регулятора в энергетике. Ни Минэнерго РФ, ни Совет рынка данный вопрос пока не рассматривали. Мы рассчитываем решить вопрос с долгами гарантирующего поставщика на региональном уровне без выхода на подобные крайние инициативы и обсуждения.

ВГ: Поговорим о тарифах на 2019 год. Ожидается, что в Нижегородской области в 2019 году тарифы вырастут в среднем на 3,7%, а в Нижнем Новгороде на 5,8%. В том числе рост тарифа на водотведение Нижегородского водоканала составит 9,8%. Оправдан ли, на ваш взгляд, такой рост тарифов в областном центре?

А. Х.: Данные цифры содержатся в проекте указа губернатора о предельном росте платы граждан за коммунальные услуги, который ежегодно формируется по предложению самих муниципалитетов. Это верхняя планка предельно возможного роста тарифа. Указ будет подписан до конца недели, а сами тарифы будут приняты к концу месяца и могут быть ниже. Конкретный размер тарифов будет устанавливаться с учетом необходимости реализации утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ организаций. Правительство Нижегородской области нацелено на сдерживание роста тарифов.

Беседовал Роман Рыскаль

«ГОД БЫЛ СЛОЖНЫЙ, НО МЫ СПРАВИЛИСЬ»

Как чемпионат мира по футболу отразился на подготовке к отопительному сезону, можно ли снизить себестоимость тепловой и электроэнергии и какие крупные инвестиционные проекты будут реализованы нижегородским филиалом ПАО «Т Плюс» рассказывает его директор Александр ФРОЛОВ.

— Каким оказался 2018 год для нижегородского филиала «Т Плюс»? В чем была его особенность относительно предыдущих лет?

— Год был очень напряженный, но мы справились. Если сравнивать его с предыдущим, то инвестиции в ремонты и техперевооружение по филиалу выросли на 31% и составили более 1,2 млрд рублей. Это очень серьезная цифра.

В уходящем году мы успешно продвинулись в реализации нашего пятилетнего стратегического плана, несмотря на определенные сложности. В частности, на нашей работе в текущем году не могло не сказаться проведение чемпионата мира по футболу. Перед чемпионатом и во время него сетевыми организациями были приостановлены работы по ремонту линий электропередач, переключения в электрической схеме производились только по согласованию с областным правительством.

После чемпионата работы пришлось начинать буквально в авральном режиме, конечно же, сопровождалась она массовыми плановыми отключениями.

Тяжелым месяцем стал сентябрь: мы практически каждый день включали-выключали генерирующее оборудование по требованию Системного оператора.

По той же причине в Дзержинске и Кстове подготовка тепловых сетей была сдвинута на август, сентябрь и октябрь. В это же время проводился целый комплекс различных технических мероприятий на Сормовской и Новогорьковской ТЭЦ.

— Большой проект завершается на Сормовской ТЭЦ — реконструкция химического цеха. Для чего она проводится и какой эффект должен быть на выходе?

— Проведена реконструкция осветлителей и механических фильтров, установлен фильтр-пресс. Это делается для подпитки открытой схемы горячего водоснабжения Сормовского, Московского и Канавинского районов Нижнего Новгорода и позволит отказаться от покупной водопроводной воды. На сегодня стоимость воды у Нижегородского водоканала достаточно высока. Мы же имеем на наших станциях оборудование, благодаря которому можно готовить воду высокого качества. Ее использование предотвращает появление на оборудовании различных осадков и накипи. Плюс — увеличивается срок службы оборудования и трубопроводов.



— Дорогой проект?

— Порядка 140 млн руб. Он находится в завершающей стадии, и уже в начале 2019 года жители трех районов Нижнего Новгорода смогут получать качественную горячую воду.

Помимо этого на Сормовской ТЭЦ реализован проект по производственному отбору пара от турбоагрегата №3. Для этого в котлотурбинном цехе смонтированы трубопровод и регулирующие устройства, через которые пар необходимых параметров подается в общестанционный коллектор, а уже из него поступает на нужды станции или же передается потребителю. Из технологического процесса исключена редуцирующая охлаждающая установка, работа которой требовала дополнительных расходов и была экономически невыгодна.

— Как развивается ситуация с подключением к Сормовской ТЭЦ новых потребителей? Раньше говорилось о возможном поэтапном переключении на нее неэффективных котельных и создании на их базе центральных тепловых пунктов.

— Первое, что нужно сказать, это не наша задумка. Такая стратегия предусмотрена федеральным законом «О теплоснабжении» — в соответствии с ним приоритет должен отдаваться комбинированной выработке тепловой и электрической энергии. И по этому пути уже идут многие регионы России. Например, в результате такой работы в Перми удалось снизить себестоимость производства одной гигакалории тепла за счет сокращения расходов топлива. Теперь она находится на уровне 1,6 тыс. руб., в то время как в Нижнем Новгороде — 2,5 тыс. руб. В контуре Сормовской

ТЭЦ работают 12 котельных, нагрузку которых можно перенести на станцию. Но этого не делается. При этом в схеме теплоснабжения, подготовленной муниципальным АО «Теплоэнерго», переключение котельных на ТЭЦ было учтено.

— Как в зоне ответственности «Т Плюс» прошло начало отопительного сезона?

— Отопительный сезон мы начали успешно. Территории нашего присутствия — Кстово, Кстовский район, Дзержинск — вошли в лидеры по запуску систем отопления по рейтингу министерства энергетики. Наблюдается двукратное снижение аварийности по электрогенерирующему оборудованию и по сетям. В декабре у нас будет пуск двух блочно-модульных котельных в Кстовском районе — в поселках Приволжский и Чернышиха. Мы провели маркетинговое исследование перспективных зон теплоснабжения, выяснили, где планируется строить жилые объекты, и разместили котельные с таким расчетом, чтобы в дальнейшем подключать к ним новые микрорайоны. Это современные котельные увеличенной мощности с двухконтурной системой, полностью автоматизированные.

— Какие проекты компания планирует реализовать в 2019 году?

— На Дзержинской ТЭЦ в будущем году мы планируем установить и ввести в эксплуатацию новый энергетический котел. На эти цели компания направит около 230 млн руб. Проект необходим для качественного теплоснабжения ключевого клиента — АО «СИБУР-НЕФТЕХИМ». При этом энергетическая эффективность станции существенно повысится.

Крупный проект будет реализован на Новогорьковской ТЭЦ — большая инспекция, иными словами, капитальный ремонт двух газовых турбин, введенных в 2014 году: по регламенту такие работы проводятся раз в четыре-пять лет. Затраты по каждой турбине составят порядка миллиарда рублей. Сейчас большую инспекцию с заменой важнейших узлов и реконструкцией АСУ ТП проходит и газовая турбина Дзержинской ТЭЦ.

В дальнейшем для повышения эффективности работы Новогорьковской ТЭЦ мы намерены исключить из технологического процесса ее энергоемкое газодожимное оборудование, а для этого построить к станции газопровод — отвод высокого давления. Сейчас ведутся переговоры по этому вопросу с «Трансгазом» и газораспределительной организацией.

В планах и крупная инвестиционная программа по тепловым сетям Дзержинска и Кстова. В Дзержинске планируется направить более 200 млн руб. на перекладку сетей. В Кстове серьезный объем средств пойдет на внедрение автоматизации и цифровизации производственных процессов объектов теплоснабжения — котельных и ЦТП, организацию индикативного учета тепловой энергии и многое другое (в уходящем году большой шаг в этом направлении был сделан в Дзержинске).

Все это позволит не только бесперебойно снабжать наших клиентов теплом и горячей водой, но и делать их жизнь комфортнее. Ведь тепло и уют в их домах — для нас самое главное.



«НАС НАСТОРАЖИВАЕТ РОСТ ЗАДОЛЖЕННОСТИ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ»

ЗА ГОД ОБЪЕМ ЗАДОЛЖЕННОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПЕРЕД ГАРАНТИРУЮЩИМ ПОСТАВЩИКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ «ТНС ЭНЕРГО НИЖНИЙ НОВГОРОД» ВЫРОС ПОЧТИ НА 4%. САМАЯ СЕРЬЕЗНАЯ ПРОБЛЕМА С ДУКАМИ И МУНИЦИПАЛЬНЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ. КАК ЭНЕРГЕТИКИ РЕШАЮТ ВОПРОС ЗАДОЛЖЕННОСТИ И КАКИЕ ЕЩЕ ЗАДАЧИ АКТУАЛЬНЫ ДЛЯ КОМПАНИИ, РАССКАЗЫВАЕТ УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПАО «ТНС ЭНЕРГО НН» ОЛЕГ ШАВИН.



BUSINESS GUIDE: Олег Борисович, каковы итоги уходящего года по реализации электроэнергии в Нижегородской области? Насколько изменились объемы продаж электроэнергии за год?

ОЛЕГ ШАВИН: Отвечу за уже подведенные итоги: в течение десяти месяцев 2018 года нами было реализовано 9,2 млрд МВт/ч электрической энергии на сумму свыше 42 млрд руб. По сравнению с аналогичным периодом 2017 года наблюдается незначительный рост объема продаж — примерно на 1,4%.

ВГ: Одной из проблем остается задолженность за поставки электроэнергии. Кто самые крупные и злостные должники?

О. Ш.: Список самых крупных должников — юридических лиц ежемесячно обновляется на сайте компании. Мы это делаем не только для информирования, но и для повышения платежной дисциплины клиентов. Так, среди промышленных предприятий наибольшие долги у «Лысковского электротехнического завода» — свыше 43 млн руб.

Отдельная группа — предприятия-банкроты, например ОАО РУМО — больше 216 млн руб. долга, МУП «Водоканал» Кстовского района с долгом более 75 млн руб., ООО «Мега-Строй» — более 15 млн руб. Среди организаций ЖКХ также есть крупные должники. Например, МУП «Тепловые сети» задолжало более 51 млн руб., МУП «ЖКХ Лысковского района» — свыше 26 млн руб. У ряда муниципальных ресурсоснабжающих структур мы фиксируем отрицательную динамику. Общая задолженность водоканалов в регионе выросла с 289 до 367 млн руб., тепло-

снабжающих организаций — с 219 до 250 млн руб. Общий размер задолженности населения Нижегородской области составляет порядка 1,1 млрд руб.

ВГ: Какие тенденции вы видите в работе по взысканию дебиторской задолженности?

О. Ш.: Дебиторская задолженность бизнес-клиентов с января по октябрь 2018 года выросла примерно на 1,5 млрд руб. Нас этот рост очень настораживает, тем более что для сбора задолженности как среди юрлиц, так и граждан, нам приходится усиливать претензионно-исковую работу. Конечно, основная проблема в том, что и в стране, и в Нижегородской области продолжает складываться напряженная экономическая ситуация: жизнь дорожает, снижается покупательная способность населения. Бизнес тоже находится не в лучшем положении: предпринимателям приходится экономить на всем. В этой ситуации некоторые потребители не всегда внимательно относятся к организации энергоучета — не контролируют сроки поверки приборов учета, трансформаторов тока и напряжения. Наказание же, которое накладывается на предпринимателя в этом случае, весьма существенное — расчет по алгоритму как для безучетного потребления электроэнергии: либо по максимальной мощности, если есть соответствующий акт, либо по максимально допустимой токовой нагрузке кабеля, при которой объем энергопотребления будет в десятки раз выше.

Впрочем, много обратных примеров по предприятиям, в которых грамотно построен менеджмент и которые, несмотря на все внешние негативные факторы, приносят прибыль. Соответственно они не имеют задержек по оплате электроэнергии.

Что касается предприятий-должников, с ними ведутся процедуры по ограничению энергоснабжения. Как правило, после этого они также оплачивают долги. Многие их погашают сразу же, только получив уведомление об ограничении энергоснабжения.

Проблемной категорией для нас являются бюджетные организации. Они неизменно накапливают долги к концу года. Наверное, это связано с неправильным планированием бюджета или с недостатком финансирования. Как правило, отключить таких потребителей за долги нельзя из-за их социальной значимости. С детскими садами в Кстове, например, у нас постоянно такая проблема. Даже по судебному решению мы не можем взыскать долг за электроэнергию. Вынуждены писать обращения в министерство образования,

губернатору. И таких примеров достаточно много в Нижегородской области.

ВГ: Как выстраиваются взаимоотношения с крупными ДУКами по оплате потребленной электроэнергии в местах общего пользования многоквартирных домов?

О. Ш.: Ситуация с ДУКами остается напряженной и одной из самых проблемных по дебиторской задолженности: ДУКи сейчас должны более 960 млн руб. Платят же такие управляющие компании только по решению суда. Более тысячи дел находится в судах, и мы получили ряд судебных решений по искам к управляющим компаниям с доказанными объемами поставок электроэнергии. За ноябрь и декабрь мы получили порядка 75 млн руб. в счет погашения долга.

Добросовестные управляющие компании, которые намерены работать дальше, а не просто испортить деньги населения, чтобы потом уйти в банкротство, получив судебное подтверждение, стараются гасить задолженность и не наращивать ее в будущем.

ВГ: С апреля 2018 года началась работа по переходу на прямое обслуживание многоквартирных домов (МКД). Сколько сейчас домов, жители которых платят по прямым договорам?

О. Ш.: Да, действительно, законодательство изменилось: сейчас неоплата электроэнергии является злостным нарушением. У нас есть возможность в одностороннем порядке расторгать договоры энергоснабжения с недобросовестными домоуправляющими компаниями, если их долг превышает две среднемесячные величины по оплате. Мы активно проводим эту работу и большую часть расчетов мы переводим на себя, однако полностью расстаться с такими коммунальщиками не можем — предъявляем им расчет за электроэнергию, потребленную на общедомовое имущество. С апреля мы в одностороннем порядке расторгли договоры с 19 компаниями, чей суммарный долг за электроэнергию превысил 44,5 млн руб. В результате жители более 200 многоквартирных домов перешли на прямые расчеты за электроэнергию. Также более 90 МКД в Дзержинске с декабря перешли на прямые расчеты за электроэнергию, выбрав непосредственную форму управления домами. Законодательство сейчас дает и такую возможность. Если жители сами решат отказаться от услуг управляющей компании и платить за энергоресурс напрямую — достаточно провести общее собрание, зафиксировать это решение в протоколе и обратиться с ним

в нашу компанию. Мы без проблем «подхватим» тех, кто хочет платить за электричество, минуя управляющие компании. Работа по переходу на прямые расчеты с населением в этом году только началась, но первые итоги уже есть — темп собираемости платы за электроэнергию повысился.

Кстати, в этом вопросе нас активно поддерживает областная прокуратура. По заданию прокурора Нижегородской области «ТНС энерго НН» подготовило предложения по алгоритму перехода на прямые договоры. Предполагается, что к сентябрю 2019 года на прямые платежи перейдет до 80% населения.

ВГ: Сейчас актуальна тема цифровизации экономики, промышленности, бизнеса. Какие электронные сервисы работы с абонентами есть у «ТНС энерго НН»?

О. Ш.: Мы уже не первый год работаем над цифровизацией своего бизнеса и многого добились в этом направлении. На сегодняшний день сайт «ТНС энерго НН» — это, образно говоря, большой цифровой офис, где каждый клиент может открыть свой личный кабинет. Через сайт компании нижегородцы могут передать показания электросчетчика, заплатить за свет, напрямую задавать вопросы нашим специалистам, переслать копии любых документов. То есть дистанционно можно решить практически все вопросы, связанные с энергоснабжением.

При этом мы постоянно улучшаем свой сайт, открывая новые функции. Например, в этом году стало возможно из одного личного кабинета управлять несколькими лицевыми счетами, что очень удобно для тех, кто передает показания и оплачивает энергопотребление нескольких объектов недвижимости. Также потребитель может в онлайн-режиме контролировать свои расходы на электроэнергию, оплату, переданные показания, отслеживать судьбу своего обращения в компанию.

Конечно, нельзя не отметить приложение для Android, мобильную версию личного кабинета. Кроме того, мы активно пропагандируем преимущества перехода на электронные квитанции. И все больше нижегородцев отдают предпочтение электронным счетам, которые быстрее и надежнее бумажных. Каждый месяц примерно две тысячи человек подключают личный кабинет, еще около тысячи переходят на электронные квитанции. Востребованность этих сервисов растет, что удобно и нам, и потребителям.

Беседовал Роман Кряжев

ПРОБЛЕМНОЙ КАТЕГОРИЕЙ ДЛЯ НАС ЯВЛЯЮТСЯ БЮДЖЕТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ. ОНИ НЕИЗМЕННО НАКАПЛИВАЮТ ДОЛГИ К КОНЦУ ГОДА

«ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ — ЭТО НЕ ПРОСТО МОДНАЯ ТЕМА»

Как предприятия энергетики внедряют в свою повседневную деятельность современные цифровые технологии, что получает конечный потребитель от такой модернизации и можно ли управлять тепловыми сетями без участия людей, рассказывает руководитель службы информационных технологий группы «Т Плюс» в Нижнем Новгороде Евгений ПУЛИН.



В остальное время тепловые пункты и котельные будут работать в автоматическом режиме. Все управление этими объектами будет сведено в единую диспетчерскую службу. В частности, в Дзержинске компания оснащает автоматикой восемь центральных тепловых пунктов, ранее были модернизированы 28 (ЦТП). В итоге 36 полностью автоматизированных тепловых пунктов будут управляться из единой диспетчерской. Автоматизированы три котельные в Кстовском районе, идут работы по автоматизации еще двух.

— **Позволяют ли эти изменения не только оперативно отслеживать возникающие повреждения, но и прогнозировать их появление?**

— Да, для этого у нас сейчас реализуется проект по внедрению автоматизированной измерительной системы технологического и коммерческого учета тепла. Система в режиме онлайн снимает и передает показатели расхода и тепла в узловых точках тепловых сетей, тепловых пунктов и котельных. Это позволяет в режиме реального времени отслеживать параметры работы всех объектов и передавать данные на пульт в диспетчерской. Диспетчер сможет с помощью этой системы отслеживать возможные коммерческие и материальные потери и своевременно реагировать на ситуацию.

— **Компания сейчас активно внедряет систему предиктивной диагностики. Для чего это делается и в чем заключается ее особенность?**

— Мы ведем эту работу в двух направлениях. В первую очередь модернизируется система вибродиагностики паровых турбин. В 2018 году были внедрены такие системы на Сормовской ТЭЦ, сейчас заканчивается монтаж системы вибромониторинга и защиты на одном из турбогенераторов на Новогорьковской ТЭЦ. Ставим хорошее отечественное оборудование от компании «Прософт-Системы», которая является одним из немногих реальных конкурентов западных компаний.

Второе направление — подключение к системе прогностики «Прана», разработанной

компанией «Ротек». Это проект, который «Т Плюс» реализует в масштабах всего холдинга. Система внедряется для предотвращения аварий и сокращения ремонтных затрат. Она позволяет снижать сроки простоя оборудования, дает возможность оценивать качество работы эксплуатационного персонала и находить конструктивные дефекты техники заблаговременно. Также она позволяет проводить ранний заказ необходимых запчастей и эксплуатировать оборудование в оптимальном режиме.

В настоящий момент система «Прана» уже внедрена на 10 электростанциях «Т Плюс». Планируется, что в дальнейшем проект будет расширяться. Если на первом этапе к системе подключаются только газовые турбины, то в дальнейшем планируется подключить паровые турбины и котлы. Они уже проходят необходимое для этого обследование.

— **А что получает конечный потребитель услуг в результате проведенной модернизации?**

— Потребитель получает качественные услуги по поставкам тепла и электроэнергии без сбоев и аварий. Компания снижает затраты, избавляется от персонала на низкоквалифицированных должностях, централизует функции по управлению теплосетями, получает более выгодные с точки зрения экономики параметры работы сетей и станций.

— **«Т Плюс» в 2018 году завершило внедрение на своих предприятиях так называемых мобильных решений. Расскажите об этой технологии.**

— Это запатентованная разработка «Т Плюс». Мобильное решение — это инструмент для оперативного персонала, с помощью которого сотрудники получают задание на смену. Также эта система позволяет фиксировать технологические показатели основного оборудования, которые с помощью нашей программы в планшете передаются в корпоративную информационную систему. В итоге сокращается время принятия управленческих решений и минимизируются возможные потери.

— **О цифровизации сегодня говорят очень много на самых разных уровнях, это модная тема. Как она затрагивает предприятия энергетики?**

— Это не просто модная тема. Практически во всех крупных компаниях активно идет внедрение цифровых технологий. Работа основывается на решениях министерства энергетики и постановлениях правительства. Мы тоже активно участвуем в этой работе и на уровне всех профильных служб координируем деятельность по линии Минэнерго РФ.

— **Одним из самых крупных проектов в части автоматизации рабочих процессов стало внедрение новой системы управления турбиной Siemens. Для чего это делается, и каким будет экономический эффект?**

— Газовая турбина Siemens Дзержинской ТЭЦ с 1 ноября встала на большую инспекцию: идет ремонт оборудования с целью восстановления ресурса. В то же время было принято решение заменить систему управления, которая отработала почти 14 лет. Ее элементная база устарела, она не отвечает требованиям, которые сегодня предъявляются к современным системам автоматизации. Сейчас мы ставим на турбину одну из самых современных систем автоматического управления в мире — Siemens SPPA-T3000. Это в первую очередь обеспечит высокую степень надежности при эксплуатации турбины и позволит повысить ее производительность. По нашим расчетам, замена системы автоматического управления принесет компании дополнительную прибыль до 4 млн руб. в месяц.

— **Компания ведет масштабную работу по автоматизации тепловых узлов в Дзержинске и Кстове. Как она продвигается?**

— В автоматизации тепловых узлов в Дзержинске и Кстове есть несколько нюансов. Например, сети, которые мы взяли на концессию, находятся в разном состоянии, в том числе и по уровню автоматизации. Модернизируя сети, мы хотим автоматизировать процесс работы центральных тепловых пунктов (ЦТП) и котельных, довести их работу до максимальных эксплуатационных параметров, обеспечить работу без постоянного присутствия эксплуатационного персонала на местах. Компания планирует перейти к практике выездных бригад, которые будут находиться на объекте только в сложных ситуациях или при возникновении дефектов.



ДЕФЕКТ СОХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, МАССОВОГО ПРИХОДА КОТОРЫХ В ЭНЕРГЕТИКУ ЖДУТ ЧЕРЕЗ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ, МОГУТ ПЕРЕВЕРНУТЬ ПРИВЫЧНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ ОТРАСЛИ И СПРОВОЦИРОВАТЬ ЕЕ РЕЗКУЮ ПЕРЕСТРОЙКУ. НО У РОССИИ, КАК ОБЫЧНО, ОСОБЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПУТЬ, И ЗДЕСЬ ЭТА ТЕХНОЛОГИЯ РИСКУЕТ СТОЛКНУТЬСЯ С БОЛЕЕ СЕРЬЕЗНЫМИ ТРУДНОСТЯМИ, ЧЕМ В МИРЕ. ВГ РАЗБИРАЛСЯ В ТОМ, ПОЧЕМУ ЭНЕРГОРЫНОК РФ ХУЖЕ ПРИСПОСОБЛЕН ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ, ПОЧЕМУ ИМ ПРЯМО СЕЙЧАС НЕ НУЖНЫ ЛЬГОТЫ И МОЖЕТ ЛИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЬ ЗАМЕНИТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ. ВЛАДИМИР ДЗАГУТО, НАТАЛЬЯ СКОРЛЫГИНА, ТАТЬЯНА ДЯТЕЛ



О системах накопления энергии (СНЭ, накопители) принято говорить как о технологической революции, которая может или вывести отрасль на новый уровень, или разрушить почти все, что создано за полтора века. СНЭ призваны решить проблему несохранимой электроэнергии. Сейчас в системе строго выдерживается правило: сколько киловатт-часов выработано, столько и потреблено (за вычетом потерь в сетях). Накапливать энергию про запас пока можно только в микромаштабах — в аккумуляторах бытовой техники или электромобилей. В «большой энергетике» таких технологий почти нет — за исключением гидроаккумулирующих станций (ГАЭС), которые хранят электроэнергию в поднятой на высоту воде. Но сфера применения ГАЭС ограничена, и в мире, по

ТЕОРИЯ ГЛАСИТ, ЧТО МАССОВОЕ РАЗВИТИЕ СНЭ ПОЗВОЛИТ РЕЗКО СОКРАТИТЬ НЕРАВНОМЕРНОСТЬ ВЫРАБОТКИ И СГЛАДИТЬ ПИКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ

расчетам IRENA, их всего около 120 ГВт — примерно вдвое меньше мощности всей генерации России.

Теория гласит, что массовое развитие СНЭ позволит резко сократить неравномерность выработки и сгладить пики потребления. Сейчас энергосистема должна быть готова покрыть любой максимум оплачиваемого спроса, для чего нужен резерв мощности. В итоге в РФ, например, при историческом максимуме нагрузки чуть более 158 ГВт суммарная мощность электростанций составляет около 240 ГВт, то есть большая часть генерации не загружена и наполовину.

По данным Минэнерго, только у АЭС загрузка в 2017 году составляла 83%, тогда как у наиболее распространенных ТЭС — 46%. У зависящих от

внешних условий ГЭС — 42%, у солнечных и ветровых станций — до 15%. Ряд ТЭС, отобранных для рынка, включаются лишь на несколько часов в год (но получают постоянную плату за готовность к работе). СНЭ, как предполагается, заменят значительную часть резерва. Но только если их установка и работа окажутся экономически эффективнее, чем содержание резервов генерации.

ХРАНЕНИЕ В РАЗЫ ДОРОЖЕ ПРОИЗВОДСТВА Пока энергореволюция выглядит далекой перспективой — уровень развития технологии больших накопителей находится где-то между стартапами и опытно-промышленной эксплуатацией. Никто из опрошенных ВГ экспертов не ожидает массовой установки СНЭ в ближайшие годы.

«Пока хранение энергии в накопителях в разы дороже ее производства, — говорит Наталья Порохова из АКРА. — Стоимость хранения — около \$0,4 за 1 кВт•ч, тогда как средняя конечная энергоцена в России — \$0,05».

Конечно, технологии дешевеют. Среди мировых оценок наиболее часто фигурируют цифры Bloomberg New Energy Finance от 2017 года: цена ячеек накопителей для наиболее продвинутой литий-ионной технологии упала в 2010–2016 годах с \$1000 до \$273 за 1 кВт•ч, продолжит падать на 20% в год и к 2030 году дойдет до \$74. В докладе ЦСР и «Роснано» в начале года приводился «консервативный» прогноз Navigant по стоимости СНЭ в сборе — снижение цены на 5% в год, до \$320 за 1 кВт•ч.

Но сейчас о массовом применении накопителей готовы говорить только энтузиасты. По словам главы набсовета «Сообщества потребителей энергии», управляющего партнера First Imagine! Ventures Александра Старченко, установка таких систем началась за рубежом, но в России это перспектива трех-пяти лет. Глава набсовета «Совета рынка» (регулятор энергорынков РФ), зампреда правления «Роснано» Юрий Удальцов вообще считает, что даже «до серьезного распространения в мире» пройдет не менее пяти–семи лет. В энергосистеме России господин Удальцов пока видит, по сути, лишь точечные сферы применения СНЭ, например для улучшения качества энергии в перегруженных сетях низкого напряжения.

В то же время ценовой тренд на снижение достаточно важен. Восемь–десять лет назад примерно о такой же ситуации говорили в зеленой энергетике, где солнечные модули относительно быстро дешевели. Это давало возможность строить прогнозы, когда именно возобновляемые источники энергии (ВИЭ) дойдут до стоимости хотя бы относительной конкурентоспособности с традиционной энергетикой. И уже вскоре произошел мировой бум ВИЭ — пусть спровоцированный не столько их экономикой, которая и сейчас не догнала те же ТЭС, сколько модой на экологичность и разнообразными зелеными льготами.

ГЛАВНОЕ — НЕ МЕШАТЬ В российской ситуации вопрос льгот неизбежно возникает для каждой инновации. Внедрение новых технологий →

«НАМ ВАЖНО, ЧТОБЫ У ВСЕХ ЛЮДЕЙ БЫЛИ ТЕПЛЫЕ БАТАРЕИ, ГОРЯЧАЯ ВОДА И КОМФОРТ В ДОМАХ»

Генеральный директор компании «ЕвроСибЭнерго–Распределенная генерация», руководитель ГК «Волгаэнерго» Андрей ОРЛИХИН подводит итоги работы компании в 2018 году и рассказывает о планах на следующий.



— Андрей Владимирович, с какими результатами ГК «Волгаэнерго» подошла к концу года?

— Год был непростым, но мы справились. Самой главной задачей для нас является обеспечение надежного снабжения энергией и теплом наших потребителей. В 2018 году количество нарушений на сетях снизилось на 10% в сравнении с 2017-м. Количество повреждений на магистральных сетях, где последствия для жителей могут быть ощутимы, снизилось на 25%. В текущем году все нарушения специалисты «Волгаэнерго» старались устранять в течение шести часов, что гораздо меньше нормативных сроков (16 часов).

— Расскажите, как стартовал нынешний отопительный сезон? Не было каких-либо неполадок?

— Конечно, любая теплоснабжающая организация всегда старается максимально выпол-

нять свои обязательства, но нужно объективно оценивать имеющиеся у нее возможности. В этом году во время подготовки к отопительному сезону все работы были выполнены в полном объеме. Подготовка стартовала еще в апреле, заблаговременно, сразу после завершения отопительного сезона 2017–2018 годов, когда снизилась тепловая нагрузка. Подключать социальные объекты и жилые дома мы начали сразу после того, как мэр Нижнего Новгорода Владимир Панов 26 сентября принял решение начать отопительный сезон и подписал соответствующее постановление. К подключению мы были готовы уже в августе. Понятно, что при включении тепла всегда возникают некоторые дефекты — от этого никто не застрахован, ни один руководитель теплоснабжающей организации не скажет вам, что они включились и сразу все было хорошо. А если и скажет, то постучит по дереву, потому что состояние ТЭК, особенно тепловых

сетей, сейчас такое, что назвать его удовлетворительным — значит сделать большой комплимент. Так как сети в городе укладывались очень давно, их износ высокий. Вдобавок их протяженность довольно значительная — только наше предприятие обслуживает около 900 км сетей. Подача тепла — очень сложная задача, достичь стопроцентного результата при запуске отопления — амбициозная цель. Но к этому, конечно, нужно стремиться. Достигаются эти задачи упорным трудом. Он должен быть подкреплен наличием средств и материалов. Если все это есть и налажена система, то это работает. Так происходит в «Волгаэнерго». Но надо учесть, что мы управляем данными сетями не так давно, и впереди еще много задач, которые предстоит решить.

— Какие работы были выполнены при подготовке к отопительному сезону?

— За время подготовки к отопительному сезону на Автозаводской ТЭЦ прошли масштабные ремонтные работы, направленные на минимизацию всех возможных рисков выхода оборудования из строя во время осенне-зимнего периода. Были устранены дефекты запорной арматуры, выполнены мероприятия по заключению экспертизы промышленной безопасности. Подготовка оборудования тепловых станций к ремонтной кампании — это целый комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности работы. Был проведен ремонт котлоагрегатов, турбогенераторов, генераторов, силовых трансформаторов. Наши специалисты постоянно следят за состоянием сетей и объектов, ремонтные работы ведутся в течение всего года. Основная их цель — улучшение качества тепло- и водоснабжения населения. Работы также проводятся с восстановлением нарушенного благоустройства

и дорог. Компания работает круглые сутки, 365 дней в году, это часть стратегии нашей деятельности, которая направлена на качественное и своевременное снабжение потребителей всех категорий теплом и электричеством. Нам важно, чтобы у всех людей были теплые батареи, горячая вода и комфорт в домах.

— Какие у компании планы на 2019 год?

— На 2019 год мы заложили более 700 млн рублей на модернизацию сетей, котельных и тепловых пунктов. Это позволит на порядок повысить надежность нашей работы. Также есть планы создать свой биллинг-центр, где будет происходить начисление и оплата всех платежей. Есть планы по запуску собственного кол-центра. Готова к реализации большая программа по обучению и повышению квалификации персонала.

— Сейчас устанавливаются тарифы на 2019 год. Придем ли мы к сбалансированным тарифам?

— У нас есть уполномоченный орган исполнительной власти — Региональная служба по тарифам, которая четко регламентирует процессы установления и изменения тарифов. Рост общего платежа за жилищно-коммунальные услуги не должен превышать индекса изменения размера платы граждан за коммунальные услуги. Цены на продукцию естественных монополий должны отражать их реальные издержки. Бесконечный рост тарифов — не панацея от бед для ресурсоснабжающих организаций. В рамках попыток сдерживания тарифов на рынке услуг должны остаться крепкие, сильные компании, которые не только занимаются непосредственной деятельностью, но и несут большую социальную нагрузку, занимаются наукой, развитием и диверсификацией.



Справка

В группу компаний «Волгаэнерго» (управляет энергетическими активами En+ Group в Нижнем Новгороде) входят шесть предприятий: Автозаводская ТЭЦ, имеющая статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО) и являющаяся одним из ключевых производителей электрической энергии в регионе и единственным поставщиком тепловой энергии для двух крупнейших районов Нижнего Новгорода — Автозаводского и Ленинского; «Заводские сети» — компания осуществляет передачу и распределение тепловой и электрической энергии, сжатого воздуха, производство и распределение питьевой и технической воды, водоотведение промышленных и бытовых стоков, лабораторные исследования качества питьевой и технической воды; «Генерация тепла» — производитель тепловой энергии для подачи отопления и горячего водоснабжения; «Теплосети» — основным видом деятельности является предоставление услуг по транспортировке тепловой энергии, зона ответственности компании охватывает Автозаводский и Ленинский районы; «Волгаэнергосбыт», а также филиал компании «ЕвроСибЭнерго — Распределенная генерация».



КРИСТИНА КОРМАЛИЦЫНА

→ в энергетике РФ в последние 10–15 лет само по себе — «невидимой рукой рынка» — не происходило почти никогда. Инвестор, готовый на модернизацию, так или иначе получал льготы и дотации. Зеленая энергетика в 2010-х годах, а чуть раньше паргазовые технологии потребовали спецтарифа — надбавки к цене мощности на оптовом энергорынке. Реновацию сетей с 2009 года оплачивали RAB-тарифами, в которые закладывался возврат инвестиций. Точечные вложения в Крым, Калининграде, на Дальнем Востоке подразумевали либо прямые транши из бюджета, либо те же спецнадбавки к цене рынка. Даже новые АЭС в значительной мере обеспечены дотациями бюджета по ФЦП и госпрограммам.

Сейчас новая волна модернизации тепловой генерации требует новых спецтарифов, а инвесторы в ВИЭ — продления действия нынешних льгот. Поэтому в бездотационное внедрение СНЭ, даже если вдруг появится хотя бы относительно экономически эффективная технология, вернется с трудом.

ЦЕНА ВОПРОСА

➤ **Руководитель направления «Электроэнергетика» Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Алексей Хохлов — о внедрении систем накопления энергии**

Ключевым триггером развития систем накопления в мире стал энергетический переход, связанный с бурным ростом возобновляемой энергетики (ВИЭ). Энергосистемы со значительной долей ВИЭ сталкиваются с различными вызовами их интеграции. Один из них был впервые исследован в Калифорнии и получил название «кривая утка», поскольку именно эту птицу напоминает суточный график потребности в электричестве из центральной сети за вычетом ВИЭ. Работа с такой нерегулярной нагрузкой приводит к более вы-

КРОМЕ СЛАБОГО РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОДВИЖЕНИЮ СНЭ МОГУТ ПОМЕШАТЬ САМО ПО СЕБЕ УСТРОЙСТВО И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОРЫНКА В РФ

Тем не менее пока о льготах для СНЭ никто не заговаривает. Александр Старченко замечает, что для внедрения накопителей в первую очередь необходимы отсутствие препятствий и адаптация законодательства. Только после этого можно будет думать о мерах специфической поддержки: «Возможно, что к тому времени, как мы решим первые две задачи, никакая поддержка им не потребуется. А если и потребуется, то только после сопоставления стоимости поддержки и выгод, которые получат от нее потребители». Против поддержки СНЭ, например, через спецтарифы и глава направления «Электроэнергетика» Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Алексей Хохлов.

сокой себестоимости электричества, вырабатываемого пиковыми станциями. Другим вызовом является вынужденное ограничение выработки солнечных и ветряных электростанций, связанное с отсутствием возможности сети передать эти объемы потребителям, когда солнца или ветра «слишком много». В среднем по году эти объемы могут быть довольно большими и достигать 5–6% общей годовой выработки.

Основным способом решения первой проблемы сейчас является использование парка «гибких» пиковых электростанций, а второй вызов расширяется усилением электросетевой инфраструктуры. Накопители могут стать альтернативой. Например, по оценке GMT Research, в США уже на пятилетнем горизонте системы накопления начнут напрямую кон-

курировать, а через десять лет в подавляющем большинстве случаев будут более экономически эффективными, чем пиковые газотурбинные установки.

Стоимость накопителей стремительно снижается, следуя по пути солнечных и ветряных электростанций. Если в 2010 году она составляла в среднем около \$1000 за 1 кВт•ч, а к 2016 году снизилась до \$230, то, по оценке BNEF, литий-ионная технология на горизонте 2030 года сократится в цене еще на 52%, приблизившись или даже преодолев отметку \$100 за 1 кВт•ч.

В этом контексте рынок накопителей выглядит одним из самых интересных и многообещающих сегментов электроэнергетики в ближайшие 20 лет. Bloomberg New Energy Finance опубликовал обновленный прогноз,

ВНУТРЕННЕЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ Однако кроме слабого развития технологий продвижению СНЭ могут помешать само по себе устройство и регулирование энергорынка в РФ. Эксперты говорят о целом ряде препон.

Так, Юрий Удальцов отмечает низкую волатильность энергоцен. Речь идет о том, что российский рынок искусственно защищен от ценовых скачков. Это удобно для страховки от локального роста издержек потребителей и потерь энергетиков, но экономический смысл хранения энергии теряется: накопленные киловатт-часы сложно продать дороже цены покупки. Эксперты также говорят о неразвитости рынка системных услуг (оплата резерва для генерации). Наталья Порохова добавляет вопрос о дешевизне газа на внутреннем рынке: это снижает энергоцены и потенциально усложняет конкуренцию СНЭ с генерацией.

Еще одна проблема будущего накопителей заключается в том, что не до конца ясно, кто именно может быть заинтересован в их установке. Алексей Хохлов отмечает, что за рубежом технологией (в том числе путем покупки стартапов) увлеклись крупные компании, такие как французские EDF и Total. Развивает накопители и итальянская Enel, а «Хевел» и «Россети» реализовали в 2017 году в Читинской области гибридный проект из солнечной станции, дизель-генераторов и накопителя. По словам господина Старченко, за счет накопителей «генерация может оптимизировать режимы работы оборудования, сети — загрузку, потребители — выравнивать свое потребление и сохранять электроэнергию для будущего использования».

По словам главы департамента по развитию бизнеса в области энергосбережения Enel Green Power Элеоноры Петрарки, Россия активно развивает индустрию ВИЭ, и накопители могут способствовать полной интеграции зеленой генерации в энергосистему. В частности, речь может идти о хранении излишков выработки солнечной и ветровой генерации для использования их в другое время, о снижении потребности в более дорогой генерации в изолированных энергосистемах и т.д. Развитие СНЭ стимулируется развитием ВИЭ в различных странах мира и различных технологий хранения энергии, а также значительным сокращением стоимости последних, замечает госпожа Петрарка. Enel, по ее словам, занимается развитием СНЭ «перед счетчиком», как объединенных с зеленой или традиционной генерацией, так и независимых, а также накопителями «за счетчиком» — например, установ-

ленными в жилых комплексах. Из промышленных применений СНЭ топ-менеджер отметила проект Enel по строительству в Германии накопителя на 22 МВт, ранее в Италии и Чили были реализованы подобные пилотные проекты.

Но если, допустим, за рубежом СНЭ рассматриваются как способ компенсации неравномерной выработки ВИЭ, то в России развитие зеленой энергетики заметно отстает: на начало года ее доля по мощности в стране, по данным Минэнерго, составляла примерно 0,3%, и пока всерьез рассуждать о влиянии этой выработки на энергобаланс как минимум рано.

ЗА ПРЕДЕЛАМИ «БОЛЬШОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

При этом у сектора СНЭ есть интересная особенность: эта энерготехнология гораздо активнее развивается за пределами или на периферии «большой энергетики». Речь идет об «интернете энергии» (IoE) — «умных» системах управления энергоснабжением на уровне от квартиры до квартала. Именно IoE упоминался в докладе ЦСР и «Роснано» как одна из наиболее перспективных сфер развития СНЭ в мире и России. Но эта технология находится «за пределами энергосистемы» и в критическом варианте развития может приводить и к отключению потребителей от сети (что, по сути, и есть то самое разрушение традиционной энергетики).

Кроме того, Юрий Удальцов отметил, что накопители активно развиваются в сфере электротранспорта, пояснив, что грань между транспортом и энергетикой не такая четкая. Идея применения электромобиля как накопителя энергии, хранящего «лишнюю» ночную выработку после зарядки и при неиспользовании сбрасывающего ее в период пикового спроса, не нова. Это вполне укладывается в тенденцию «просьюмеризации» отрасли, когда предполагается, что население устанавливает микрогенерацию на основе ВИЭ, берет электроэнергию из сети при необходимости, продает излишки выработки и т.д.

Но и такая «транспортная» энергетика, и технологии IoE, и сетевые решения на СНЭ — истории относительно локальные, формально не затрагивающие структуру энергосистемы и энергорынка. С другой стороны, если накопители смогут набрать заметную мощь на периферии, перестроиться придется и ядру энергетики. В России, правда, участники рынка и регуляторы быстрых перемен не ждут. Хотя, уточняет Юрий Удальцов, прои-зойдут они еще «при нашей жизни». ■

менением накопителей у промышленных потребителей и задействованием аккумуляторов, которыми оснащены вышки сотовой связи, в пиковые периоды потребления.

Но возможности поучаствовать в этом многомиллиардном рынке у нас пока остаются открытыми. Главное здесь — не пойти по излюбленному пути, через взваливание на потребителей дополнительной нагрузки в виде очередного ДПМ. Государство должно научиться применять более тонкие и адресные меры поддержки исследований и разработок. Другим инструментом, стимулирующим применение накопителей по мере роста объемов ВИЭ, мог бы стать рынок системных услуг (обеспечение системной надежности и гибкости), в рамках которого накопителям есть что предложить.

«ГОД БОЛЬШИХ СТРОЕК»

Как реализуются инвестиционные проекты и ведется модернизация трубопроводного хозяйства в АО «Транснефть-Верхняя Волга», рассказывает генеральный директор компании Юрий ЛЕВИН.

— Юрий Леонидович, насколько удачный год был успешным для вашей компании? Каких результатов удалось достичь?

— Этот год — год больших строек. Компания многого достигла по тем приоритетным проектам, которые начинала ранее. Основными задачами для «Транснефть-Верхняя Волга» остаются развитие системы магистральных нефтепродуктопроводов «Север» для увеличения экспортных поставок дизельного топлива стандарта «Евро-5», а также программа развития Кольцевого магистрального нефтепродуктопровода вокруг Москвы и Московского авиационного узла (МАУ) в части увеличения объемов транспорта и налива нефтепродуктов потребителям столичного региона.

— Расскажите, какие новые объекты компания ввела в эксплуатацию в этом году и какие прошли модернизацию?

— В 2018 году компания ввела в эксплуатацию девять объектов. Отметить хочется прежде всего головную перекачивающую станцию (ГПС) «Шилово-3» со сливной железнодорожной эстакадой в Шиловском районе Рязанской области. Ее запуск позволит разгрузить мощности Московской железной дороги, исключить перевозку опасных грузов по густонаселенным районам столичного региона, а также увеличить поставки авиационного топлива на данном направлении. В Нижегородской области построили продуктоперекачивающую станцию «Воротынец-1». От нее по магистральному нефтепродуктопроводу Альметьевск — Нижний Новгород топливо поступает на линейную производственно-диспетчерскую станцию «Староликеево» и дальше по системе магистральных трубопроводов транспортируется до порта Приморск в Ленинградской области.

Что касается модернизации, совсем недавно была завершена реконструкция резервуара на нефтеперекачивающей станции «Горький», которая расположена в Кстовском районе Нижегородской области. Работы проводились в рамках технического перевоору-

жения, реконструкции и капитального ремонта магистральных трубопроводов компании. Также в этом году наше предприятие завершило реконструкцию двух вертикальных стальных резервуаров объемом 10 тыс. куб. м на линейной производственно-диспетчерской станции «Рязань». Этот проект был реализован по программе модернизации резервуарного парка станции для обеспечения необходимой емкости товарных операций. Кроме того, предприятие провело комплексное восстановление наливной станции «Нагорная» в Пушкинском районе Московской области и очередной этап реконструкции линейной производственно-диспетчерской станции «Володарская». На наливной станции «Солнечногорская», расположенной в Московской области, мы отремонтировали резервуар объемом 5 тыс. куб. м. Вообще, эта станция подверглась самой масштабной модернизации. Полностью завершить реконструкцию станций «Солнечногорская» и «Володарская» планируется в 2019 году.

— Поговорим об итогах реализации мероприятий в области энергосбережения. Какие работы были проведены вашей компанией?

— «Транснефть-Верхняя Волга» активно реализует программу в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Выполнение комплекса технических мероприятий предусматривает оптимизацию технологических режимов перекачки нефти, очистку внутренней поверхности трубопроводов и фильтров-грязеуловителей, замену электродвигателей магистральных насосных агрегатов, светильников на энергосберегающие в системах внутреннего и внешнего освещения, применение новых типов анодных заземлителей для защиты трубопроводов от коррозии. В итоге удельное потребление электроэнергии компании снизилось на 0,6%, что позволило обеспечить экономию в 4,5 кВт·ч. Экономия тепловой энергии превысила 42,7 Гкал.

— Какие цели вы перед собой ставите на будущий год?



— На 2019 год мы ставим перед собой задачу завершить проекты «Север» и МАУ. После завершения проектов объем транспортировки

автомобильного бензина и авиационного керосина потребителям Московского авиаузла возрастет в 2,5 раза.



РОССИЯ НАЖАЛА НА ГАЗ

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ГАЗА «ГАЗПРОМ» И НОВАТЭК ТОРОПЯТСЯ ЗАВЕРШИТЬ СВОИ КРУПНЕЙШИЕ ЭКСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ. НО ПОКА МОНОПОЛИЯ ДОСТРОИЛА МОРСКУЮ ЧАСТЬ «ТУРЕЦКОГО ПОТОКА», ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ УСПЕЛА С ОПЕРЕЖЕНИЕМ НА ГОД ЗАПУСТИТЬ ТРИ ОЧЕРЕДИ ЗАВОДА ПО СЖИЖЕНИЮ «ЯМАЛ СПГ» МОЩНОСТЬЮ 16,5 МЛН ТОНН В ГОД. ТЕПЕРЬ ТО, КАКИЕ ПОСТАВКИ ГАЗА БУДУТ ЭФФЕКТИВНЕЕ, РЕШИТ РЫНОК.

МАРИЯ КУТУЗОВА



Россия в нынешнем году продвинулась с реализацией сразу двух крупных экспортных проектов. «Газпром» завершил строительство морской части газопровода по дну Черного моря «Турецкий поток» (включает две нитки по 15,75 млрд кубометров). Первая ветка обеспечит газом потребителей Турции, а вторая — стран Южной и Юго-Восточной Европы. Запустить газопровод монополия рассчитывает до конца 2019 года. Другой производитель — НОВАТЭК — запустил с большим опережением графика вторую и третью очереди завода по сжижению газа «Ямал СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения. Их общая мощность — 16,5 млн тонн. Компании осталось построить еще одну линию на 1 млн тонн (должна быть запущена в конце 2019 года). Но уже сейчас СПГ НОВАТЭКа может составить конкуренцию трубопроводному газу «Газпрома» в Европе.

По мнению экспертов, ничего плохого в этом нет. «Будет лучше для страны, если соревнование между СПГ и сетевым газом на европейском рынке будет идти не между США и Россией, а между двумя российскими национальными чемпионами. Даже если сжиженный природный газ проекта «Ямал СПГ» на некоторых рынках в Европе будет конкурировать с поставками «Газпрома», эта конкуренция в условиях существующего сейчас

«рынка продавца» не так страшна», — считает Виталий Ермаков, руководитель Центра изучения энергетической политики Национального исследовательского университета Высшей школы экономики.

Но, отмечает он, хоть «Ямал СПГ» и окажет значительное влияние на рынки СПГ, мощности завода не так велики в сравнении с будущими поставками «Газпрома», который строит сразу три газопровода: «Турецкий поток», «Северный поток-2» в Европу и «Силу Сибири» в Китай, наращивая добычу на Бованенково. С ним согласна директор по исследованиям VYGON Consulting Мария Белова. «Было бы неправильно сравнивать два эти проекта в лоб. Они разные по своей сути и призваны решать разные задачи», — говорит она.

Так, «Турецкий поток» призван прежде всего минимизировать объемы транзита через Украину. «Возникший на базе застрявшего «Южного потока», он учел все имеющиеся риски газового законодательства ЕС — российское участие в сооружаемой трубопроводной системе ограничится территорией Турции, ее европейское продолжение будет сооружаться системными газовыми операторами стран ЕС. Первая нитка газопровода будет сдана в эксплуатацию еще до конца действующего контракта на поставки газа по ГТС Украины.

Тогда как «Ямал СПГ» — это редкий для глобальной СПГ-индустрии пример, когда проект был реализован в рамках бюджета и раньше изначально установленных сроков», — подчеркивает госпожа Белова. Она отмечает, что дальнейшая реализации масштабных СПГ-проектов, подобных «Ямал СПГ», за счет все более активного вовлечения отечественной промышленности даст мультипликативный эффект и послужит драйвером роста экономики России. При этом получателями СПГ НОВАТЭКа станут не только европейские потребители, но и страны АТР. В результате, имея достаточно диверсифицированный портфель контрактов, компания, по мнению Марии Беловой, значительно минимизировала сбытовые риски.

Что же касается «Турецкого потока», то первые поставки по нему, в конце 2019 года, будут предназначены только турецким покупателям, напоминает Екатерина Орлова, заведующая сектором «Газовые рынки» Института энергетики и финансов. Строительство газопровода-интерконнектора в Европу Eastring мощностью 20 млрд кубометров в год (с возможностью реверсивных поставок и расширения до 40 млрд кубометров в год) начнется лишь в 2022 году. А до тех пор российский газ сможет поставляться на соседние с Турцией рынки по действующей газопроводной системе.

«В настоящее время проект «Ямал СПГ», теперь мощностью до 16,5 млн тонн сжиженного природного газа в год, видится более эффективным. Почти все мощности законтрактованы на долгосрочной основе азиатскими и европейскими покупателями. Основной путь поставки ямальского СПГ лежит через Евросоюз — терминал «Зеебрюгге» в Бельгии. Но недавно была успешно опробована поставка партии по Северному морскому пути в Китай — на один из крупнейших рынков потребления газа в АТР», — считает госпожа Орлова.

Сейчас Россия ведет активные переговоры по продолжению второй нитки газопровода «Турецкий поток» по территории европейских стран. В середине ноября Греция выступила за продолжение строительства трубопровода через греко-турецкую границу и далее через территорию страны в другие европейские государства. В октябре стало известно, что российские и итальянские власти изучают возможность поставок газа по «Турецкому потоку» в Италию. Комментируя дальнейшие перспективы газопровода, российский МИД заявил о возможном его продолжении

до территории Болгарии, Сербии, Венгрии с выходом на газораспределительный центр в австрийском Баумгартене, сомкнув два направления российских поставок газа — по «Турецкому потоку», «Северному потоку-1» и «Северному потоку-2». Bloomberg отмечает, что Россия за счет реализации новых газопроводных проектов нарастит влияние в Европе, и называет трубопроводы памятником растущей энергетической зависимости европейских стран от РФ.

С точки зрения акционеров «Газпрома» неэффективен ни один из мегапроектов, считает гендиректор East European Gas Analysis Михаил Корчемкин. По его мнению, «акционеры вкладывают более \$40 млрд в соединение Бованенковского месторождения с Германией для того, чтобы перевести уже законтрактованные объемы газа с маршрута через Украину и Словакию». «Для прежней транзитной схемы было бы достаточно построить короткую перемышку Бованенково — Ямбург и воспользоваться «колоссальными», по словам главы «Газпрома» Алексея Миллера, резервами пропускной способности на центральном газопроводном коридоре. Бывший «Южный», а ныне «Турецкий поток» уже съел более \$30 млрд ради того, чтобы сократить украинский транзит на 11–13 млрд кубометров в год, сейчас поставляемых на границу Болгарии и Турции. К сожалению, у проектов нет даже тех плюсов, которые есть у подавляющего большинства новых газопроводов, открывающих новые возможности как для поставщиков, так и для потребителей газа. «Газпром» сочетает строительство новых газопроводов с ликвидацией старых. Увы, если расширить одну дверь, а вторую замуровать, то возможности не увеличатся, а сократятся», — считает он.

Тогда как «Ямал СПГ», по мнению эксперта, хороший и своевременный проект, который может помочь ликвидировать растущий дефицит пикового газа в Северо-Западной Европе. «Сократилась добыча основного регулятора сезонной неравномерности потребления газа — голландского месторождения Гронинген. После закрытия крупнейшего британского подземного хранилища газа Rough снизился объем суточного отбора газа из подземных хранилищ. «Северный поток-2» предназначен для равномерных суточных поставок газа вне зависимости даже от сезонного спроса потребителей. В этих условиях «Ямал СПГ» может покрыть часть пикового спроса в береговой зоне северо-запада Европы», — утверждает эксперт. ■

BLOOMBERG ОТМЕЧАЕТ, ЧТО РОССИЯ ЗА СЧЕТ РЕАЛИЗАЦИИ НОВЫХ ГАЗОПРОВОДНЫХ ПРОЕКТОВ НАРАСТИТ ВЛИЯНИЕ В ЕВРОПЕ, И НАЗЫВАЕТ ТРУБОПРОВОДЫ ПАМЯТНИКОМ РАСТУЩЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЗАВИСИМОСТИ ЕВРОПЕЙСКИХ СТРАН ОТ РФ

31/12

Монет
ресторан

22:00

Чудеса случаются



группа
**JACK
DANIEL'S
TIME**

ведущий
**РУСТАМ
САДЕКОВ**

БРОНИРОВАНИЕ СТОЛОВ 410-57-17

ПРИМИ УЧАСТИЕ В КОНКУРСЕ
«ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ ГОДА»
И ТВОЙ ПРОЕКТ ОЦЕНЯТ ПО ДОСТОИНСТВУ!

ПРИЗНАНИЕ – ЛУЧШАЯ НАГРАДА



Правительство
Нижегородской
области



ИНВЕСТИЦИОННЫЙ
ПРОЕКТ ГОДА

Регистрация на сайте nn-invest.com
Участие бесплатное!

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ ГОДА - 2018