

ЭБГ

Интервью

*Директор «Иркутскэнергосбыта»
Андрей Харитонов*

16

Эксперт-клуб

Тарифные вопросы

26

Технологии

Долгий путь малого атома

30

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Энергорынок расширил вотчину

Как проходит
присоединение к нему
Дальнего Востока,
Коми и Архангельской
области

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

раздел
**«ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ»**
на сайте peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

Уважаемые читатели!

В

этом году в отрасли наступило долгожданное событие: пять регионов Дальнего Востока, Республика Коми и Архангельская область полноценно вошли в состав энергорынка. Тарифы на электроэнергию и мощность теперь сменились свободными ценами, формируемыми в ходе торгов. В «**Теме номера**» разбираемся, как происходит запуск рынка и каковы первые результаты его функционирования.

Аргументируя необходимость расширения зоны свободного рынка, в прошлом году отраслевые регуляторы поясняли, что это нужно для решения проблем энергодефицита и обновления мощностей. Новый статус территорий позволяет запустить на них новые механизмы привлечения инвестиций, уже зарекомендовавшие себя в других регионах. Какие именно стройки потребуются в среднесрочной перспективе, рассказываем в рубрике «**Энергосистема**», которая посвящена обновлённой Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики, рассчитанной на период до 2042 года.

В последние годы одной из актуальных тем в отрасли является взаимодействие с новыми быстрорастущими потребителями – майнерами криптовалют. Их делят на белых, серых и чёрных в зависимости от степени легализации работы. И если для генерации, ресурсы которой в отдельных регионах почти исчерпаны, проблему представляет майнинг в целом, то энергосбытовые компании вынуждены бороться с серым сегментом. Герой нашего «**Интервью**» – директор «Иркутскэнергосбыта» Андрей Харитонов – рассказывает, как компания выявляет таких нелегальных потребителей, чем чревата их деятельность и как они влияют на рост бытовых энерготарифов.

В «**Эксперт-клубе**» собеседники «Энергии без границ» обсуждают предстоящее введение метода эталонных затрат при расчёте тарифов на сбыт тепловой энергии. В «**Технологиях**» мы начинаем рассказ про атомные электростанции малой мощности, который продолжим в следующем номере. И как всегда, собрали для вас самые важные новости и интересные истории.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01

←
06**04** главные события
в России**06** главные события
в мире**08** тема номераЭнергорынок
расширил вотчину*Как проходит присоединение к нему Дальнего
Востока, Коми и Архангельской области***12** тенденцииПривычно ниже
инфляции*Ключевые показатели функционирования
рынка электроэнергии и мощности
в 2024 году, а также тренды,
наметившиеся в последние месяцы***14** инфографика

ОРЭМ-2024

→
12**16** интервьюАндрей Харитонов:
«Любое майнинговое
потребление должно
оплачиваться по
коммерческим
тарифам»*Насколько принимаемые государством
меры эффективны против нелегальной
криптодобычи, как сейчас ведётся борьба с ней
и как серые майнеры увеличивают тарифы
на электроэнергию для остальных жителей
региона, в интервью «Энергия без границ»
рассказал директор «Иркутскэнерго»
Андрей Харитонов***22** энергосистемаЭнергетике обозначили
перспективы*Какие планы и проблемы обозначены
в Генсхеме размещения объектов
электроэнергетики до 2042 года***26** эксперт-клуб

Тарифные вопросы

*После успешного опыта внедрения метода
эталонных затрат для энергосбытовых
компаний ФАЭС планирует распространить эту
практику на сферу теплоснабжения, начав
в 2026 году со сбыта тепла. «Энергия без
границ» спросила участников рынка о том, как
они оценивают инициативу регулятора***30** технологииДолгий путь малого
атома*Как малые АЭС начинали своё развитие во
времена СССР*



Владимир Минкевич / РИА «Новости»



Учредитель и издатель:
 ПАО «Интер РАО»
 «Энергия без границ»,
 № 1 (90) АПРЕЛЬ 2025

12+

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

Свидетельство о регистрации
 ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:
 119435, Россия, г. Москва,
 ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
 Тел.: +7 (495) 664-88-40
 Факс: +7 (495) 664-88-41
 editor@interra.ru

Главный редактор:
 Владимир Александрович Князев
Шеф-редактор: Александр Кленин



Адрес издателя: 105082, Россия,
 г. Москва, Рубцовская наб., д. 3, стр. 1,
 оф. 903
 Тел.: +7 (495) 640-08-38;
 640-08-39
 www.mlgr.ru
 E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор:
 Людмила Васильева

Фото: пресс-служба компаний
 Группы «Интер РАО», Росконгресс,
 ТАСС, РИА «Новости», Shutterstock,
 Минэнерго РФ

По вопросам рекламы
 обращайтесь по тел.:
 +7 (495) 640-08-38/39, доб. 150;
 моб.: +7 (962) 924-38-21
 Менеджер по рекламе:
 Алла Перевезенцева,
 a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в ИП Роммелаер М. О.
Адрес типографии: 107145, Россия,
 г. Москва, Б. Головин пер., д. 11
 Подписано в печать: 05.05.2025
 Дата выхода в свет: 12.05.2025
 Тираж: 1500 экз.
 Распространяется бесплатно



32 NB
 Отец лампочки

Рассказываем о российском изобретателе
 и предпринимателе Александре Лодыгине

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в апреле – мае

36 фото номера

Первая российская газовая турбина 170 МВт доставлена на площадку строительства Каширской ГРЭС «Интер РАО»





РИА «Новости» / Владимир Федоренко

▲ Дмитрий Исламов

Начало года ознаменовалось существенными кадровыми перестановками как в Минэнерго, так и в компаниях отрасли. В январе новым генеральным директором «Т Плюс» стал Павел Сниккарс, покинувший пост замглавы Минэнерго РФ по собственному желанию в сентябре прошлого года. Его предшественник Александр Вилесов продолжит работу в структурах акционеров компании, сообщила «Т Плюс». Накануне Международного женского дня Минэнерго «в связи с переходом на другую работу» оставила единственную женщину-замминистра. Анастасия Бондаренко работала в министерских подразделениях с 2003 года, на посту статс-секретаря – заместителя министра – с 2018 года. Уже **11 марта** на освободившуюся должность был назначен депутат Госдумы Дмитрий Исламов, с которым нынешний министр энергетики Сергей Цивилев знаком по работе в Кемеровской области. Ему поручено курировать угольный и юридический департаменты, за которые ранее, соответственно, отвечали находящийся под следствием экс-замминистра Сергей Мочальников и г-жа Бондаренко.

Спустя пять дней в Минэнерго появился ещё один заместитель руководителя – им стал глава «Атомэнергосбыта» (сбытовая структура «Росатома») Пётр Конюшенко. Он выступит куратором атомной энергетики, а также возьмёт на себя ключевой функционал г-на Сниккарса, который отвечал за департамент развития электроэнергетики. Кроме того,

в обязанностях г-на Конюшенко новое для министерства направление – курирование ключевых отраслевых строек.

«Россети» не стали продлевать контракт с главой сибирской «дочки», которая в середине марта сообщила о предефолтном состоянии и приостановке реализации инвестпрограммы из-за недостаточного уровня тарифов и невозможности привлечь внешнее финансирование. Финансовые проблемы возникли на фоне снижения полезного отпуска электроэнергии, прежде всего в связи с сокращением потребления со стороны нефтяников.

С **2 апреля** пост гендиректора компании «Россети Сибирь» занял Антон Дьячков, который в разное время являлся топ-менеджером компаний «Россети Урал» и «Россети Московский регион».

Наконец, «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ) накануне запуска масштабных инвестпроектов в рамках программ модернизации (КОММод) и строительства новых ТЭС (КОМ НГО) принял решение перераспределить корпоративную ответственность. Функции единоличного



▲ Пётр Конюшенко

исполнительного органа в ОГК-2, ТГК-1, «Мосэнерго» и МОЭК, где ГЭХ является контролирующим акционером, были переданы энергохолдингу, возглавляемому Денисом Фёдоровым, ещё в середине 2010-х. На 24 апреля все четыре компании собирают внеочередные собрания акционеров с единственным вопросом – о досрочном прекращении полномочий ГЭХ в качестве управляющей организации. В преддверии этого решения в **конце марта – начале апреля** управляющие директора генерирующих «дочек» энергохолдинга были назначены и. о. генеральных директоров: в ОГК-2 – Артём Семиколенов, в МОЭК – Денис Башук, в ТГК-1 – Вадим Ведерчик, в «Мосэнерго» – Александр Бутко. На этом процесс перераспределения корпоративной ответственности накануне запуска масштабных инвестпроектов будет завершён, говорит источник, близкий к энергохолдингу.

В марте Правительство РФ перенесло конкурсный отбор проектов модернизации ТЭС (КОММод) с вводами в 2029 году с 1 апреля на 1 октября. Причём правительственный документ от 21 марта был принят

через неделю после того, как «Системный оператор ЕЭС» начал приём технических заявок на конкурс. Как и предыдущий отбор на 2028 год, состоявшийся в декабре (на нём выбраны три проекта суммарной мощностью 1,96 ГВт, что составило менее половины квоты), КОММод-2029 должен был проходить по старым правилам и со старыми «потолками» капзатрат, хотя сектор рассчитывал на новые, уже согласованные в правительстве условия. В конце февраля генераторы попросили Минэнерго перенести КОММод-2029 ориентировочно на август и к этому сроку доработать поправки в конкурсные правила. В итоге в кабмине решили перенести конкурс на октябрь, что оставляет время для согласования условий предстоящего отбора с участниками рынка.

«Татэнерго» на форуме «Энергопром» в Казани **в начале апреля** подписало с «Силловыми машинами» и Уральским турбинным заводом (УТЗ,

3 года

продлится внедрение метода эталонных затрат при расчёте тарифов электросетевых компаний, процесс стартует в 2026 году



Андрей Титов / «Бизнес Online» / ТАСС

▲ Подписание соглашения о намерениях между «Татэнерго» и «Силмашем» о поставке газовых турбин

< Заинская ГРЭС

входит в машиностроительный дивизион «Интер РАО») соглашения, предусматривающие поставку энергоустановок для модернизации Заинской ГРЭС. Первоначально проект обновления татарстанской ГРЭС планировалось реализовать на базе газовых турбин GE и он был включён в программу КОММод по квоте правительственной комиссии по развитию электроэнергетики. После санкционного ухода американской компании с российского рынка проект модернизации Заинской ГРЭС был вычеркнут из программы. Теперь соглашение с «Силмашем» (пока только в формате намерений) предполагает поставку в Татарстан четырёх газовых турбин ГТЭ-170, с УТЗ – четырёх паротурбинных установок по 160 МВт. В «Татэнерго» рассчитывают, что обновлённый за счёт российского оборудования проект модернизации ГРЭС будет одобрен на КОММод-2029.

В конце обзора отметим интересную юридическую новость. В 2017 году одна

из структур инвестфонда Prosperity Capital продала 26,99% акций ТГК-2 «Совлинку» Дмитрия Пяткина, а тот через несколько дней перепродал их компании «Долговое агентство» (100%-ная «дочка» ТГК-2). Структура Prosperity в договоре с «Совлинком» среди прочего гарантировала наличие у продавца права собственности на акции и отсутствие оснований для их изъятия.

В июле 2023 года Ленинский районный суд Ярославля изъял в пользу РФ 83,8% акций ТГК-2, в том числе акции, принадлежавшие «Долговому агентству». В октябре прошлого года все конфискованные акции были переданы в доверительное управление «дочке» «Газпром энергохолдинга». После этого «Долговое агентство», фактически подконтрольное ГЭХ, в ярославском арбитраже смогло доказать, что структура Prosperity не выполнила условия договора о продаже акций ТГК-2, так как бумаги потом были изъяты. Суд постановил взыскать со структуры Prosperity убытки «Долгового агентства» из-за потери акций – \$41,3 млн. Из-за невозможности денежных расчётов с ответчика будут взысканы находящиеся на его балансе акции российских энергокомпаний – «Магаданэнерго», «Россети Центр и Приволжье» и «Россети Центр».



05



1. Казахстан

Три лучше, чем одна

В Казахстане, где идёт подготовка к строительству первой в стране атомной электростанции (АЭС), необходимо создать ядерный кластер, возведя три АЭС, заявил президент республики Касым-Жомарт Токаев.

«Для нас стратегически важно создать новую энергетическую отрасль, которая обеспечит прочную базу динамичного экономического развития на десятилетия вперед. Именно поэтому считаю необходимым возвести не одну, а три атомные электростанции и в конечном счёте сформировать полноценный ядерный кластер», – сказал глава государства на заседании парламента.

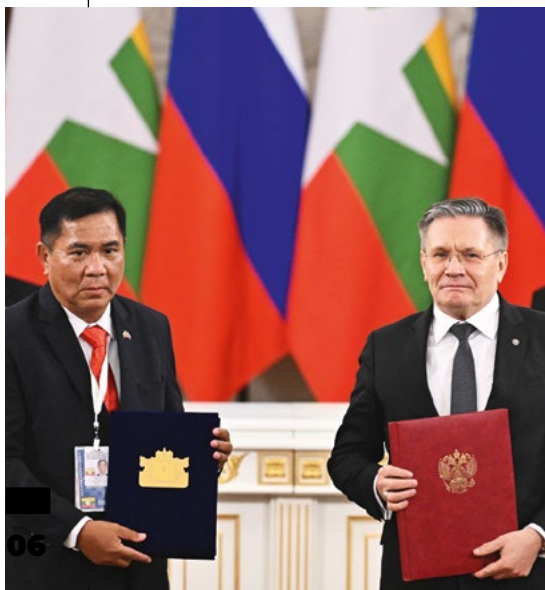
В Казахстане 6 октября 2024 года состоялся референдум о возможности строительства АЭС на юге страны. Сооружение станции в республике поддержали 71,12% проголосовавших.

Власти Казахстана рассматривают нескольких возможных поставщиков ядерных технологий – это китайская компания CNNC, южнокорейская KHNP, российский «Росатом» и французская EDF.



Рамиль Ситдииков / POOL / TASS

Правительство в настоящее время изучает возможность создания международного консорциума для реализации этого проекта.



РИА «Новости» / Сергей Бобылев

2. Мьянма



Экспорт малого атома

Россия и Мьянма подписали межправительственное соглашение о принципах сотрудничества при строительстве в Мьянме малой АЭС. Церемония обмена документами состоялась по итогам переговоров в Кремле между президентом РФ Владимиром Путиным и премьером Мьянмы Мин Аун Хлайном, сообщил «Интерфакс».

«Росатом» уточнил, что межправительственное соглашение регламентирует условия и основные направления взаимодействия сторон в рамках реализации проекта атомной станции малой мощности (АСММ) на 110 МВт с возможностью дальнейшего расширения до 330 МВт. Речь идёт о наземной конфигурации АЭС.

Медиационный центр «Росатома» в своём сообщении напомнил, что межправительственное соглашение об использовании атомной энергии в мирных целях стороны подписали в начале 2023 года. «Атомэнергопром» сообщил о планах завершения работ по пред-ТЭО в Мьянме и Киргизии в своём отчёте по итогам 2022 года (планы затрагивали 2023 год).





4. Монголия

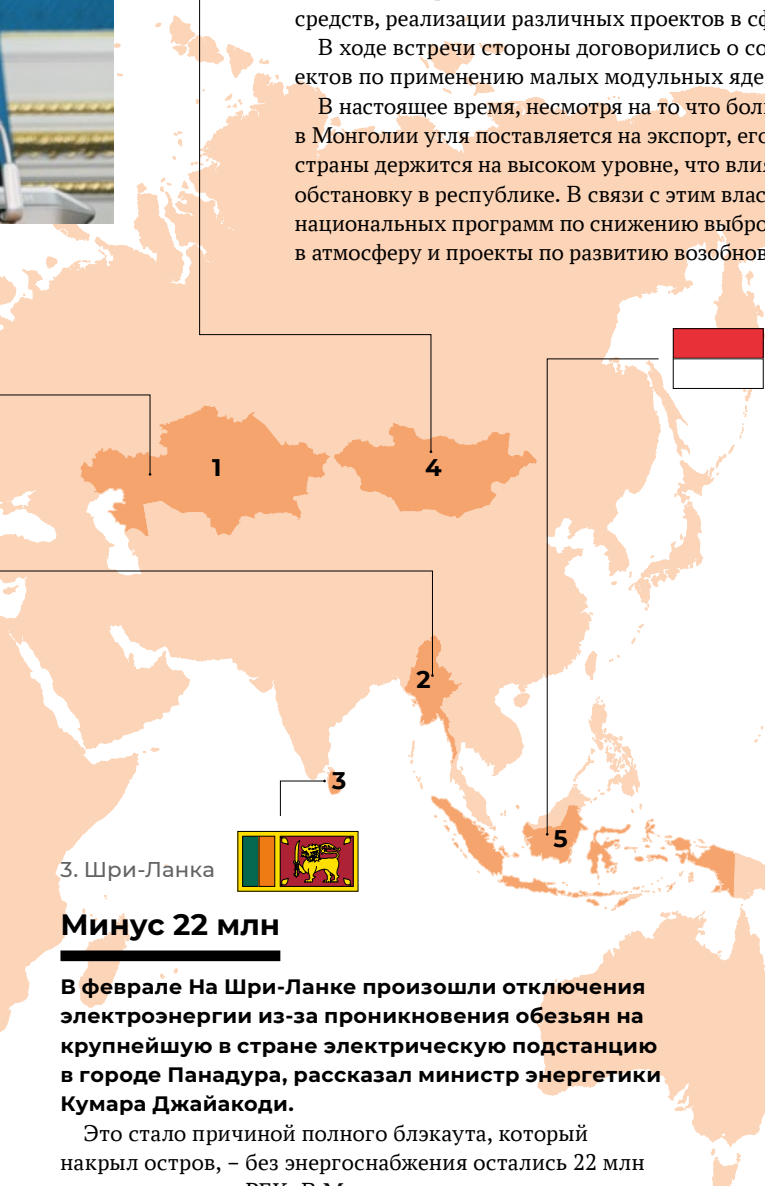
ВИЭ подрастут

Власти Монголии поставили цель увеличить долю возобновляемых источников энергии в энергобалансе до более чем 30% к 2030 году, а также сократить потребление угля, передал «Интерфакс» со ссылкой на сообщение Министерства промышленности и минеральных ресурсов Монголии.

Как заявил государственный секретарь министерства Сэрэатэрийн Жавхланбаатар на встрече с генеральным директором Агентства по ядерной энергии ОЭСР Уильямом Магвудом, на сегодняшний день угольная генерация остаётся основой энергетики страны. Для реализации программы по увеличению доли ВИЭ власти, в частности, уделяют внимание переводу частного жилого сектора и предприятий на природный газ, модернизации ТЭС, использованию гибридных транспортных средств, реализации различных проектов в сфере зелёной энергетики.

В ходе встречи стороны договорились о совместной реализации проектов по применению малых модульных ядерных реакторов.

В настоящее время, несмотря на то что большая часть добываемого в Монголии угля поставляется на экспорт, его потребление внутри страны держится на высоком уровне, что влияет на экологическую обстановку в республике. В связи с этим власти реализуют целый ряд национальных программ по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и проекты по развитию возобновляемой энергетики.



5. Индонезия

Плюс генерация и сети

Индонезия планирует увеличить суммарную мощность электростанций в стране на 71 ГВт до 2034 года, уделяя особое внимание частным инвестициям, говорится в международном обзоре «Системного оператора» ЕЭС России. При этом правительство совместно с государственной энергоснабжающей компанией Perusahaan Listrik Negara (PLN) будет уделять первоочередное внимание развитию электросетей для поддержки производства электроэнергии из возобновляемых источников (ВИЭ). План PLN на 2025–2034 годы предусматривает строительство 48 тыс. км ЛЭП, что окажет поддержку строительству 60% новых электростанций.

В настоящее время при имеющемся в стране изобилии солнечной, ветровой и гидроэнергии электрическая сеть не приспособлена для передачи потенциально возможных объёмов выработки электроэнергии. Строительство новой электросетевой инфраструктуры также согласуется с поставленной президентом

страны целью по ускорению экономического роста и доведению его до 8%. Учитывая прогнозируемый рост спроса на природный газ для производства электроэнергии, подчёркивается приоритетность удовлетворения внутреннего спроса на него.

В настоящее время суммарная установленная мощность генерации Индонезии составляет 101 ГВт, из которых 75 ГВт находится под управлением PLN. Доля угля в энергобалансе превышает 50%, а доля ВИЭ составляет 15%. По заявлениям индонезийских чиновников, 70% новых электростанций будут работать на ВИЭ, в том числе на атомной энергии и водороде. Страна ведёт переговоры с США и Россией, изучая возможность использования как малых модульных ядерных реакторов, так и традиционных технологий.



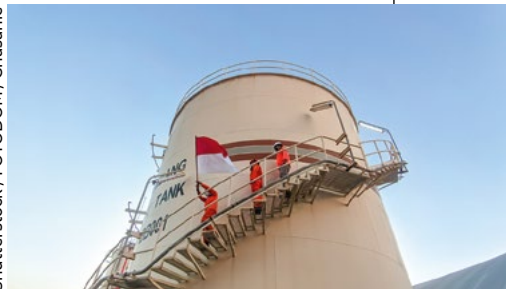
3. Шри-Ланка

Минус 22 млн

В феврале на Шри-Ланке произошли отключения электроэнергии из-за проникновения обезьян на крупнейшую в стране электрическую подстанцию в городе Панадура, рассказал министр энергетики Кумара Джаякоди.

Это стало причиной полного блэкаута, который накрыл остров, – без энергоснабжения остались 22 млн человек, передал РБК. В Министерстве энергетики принесли извинения жителям острова за доставленные неудобства, назвав произошедшее «чрезвычайной ситуацией». Daily Mirror со ссылкой на источники в Минэнерго позже уточнило, что отключение было спровоцировано проникновением и дракой на электростанции нескольких животных.

Shutterstock / FOTODOM / Chasanie



Энергорынок расширил вотчину

текст: Александра Белкина

В 2025 году был сделан важный шаг в развитии российского рынка электроэнергии и мощности – с 1 января пять регионов Дальнего Востока, Республика Коми и Архангельская область были включены в состав так называемых ценовых зон, что означает уход от тотального тарифного регулирования генерации к рыночным ценам. Первые месяцы работы показывают, что принятые решения позволяют сделать переход довольно плавным, без резких скачков цен, хотя их ускоренная либерализация до 100% в 2025 году неожиданно оказалась в отраслевой повестке.



С начала года рынок заработал в пяти регионах Объединённой энергосистемы (ОЭС) Востока – это Амурская область, Еврейская автономная область, Приморский и Хабаровский край, Республика Якутия. Они вошли в состав второй ценовой зоны (ЦЗ) оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), которая до этого объединяла регионы Сибири. Коми и Архангельская область включены в первую ценовую зону (европейская часть РФ и Урал).

До изменений 2025 года все семь регионов относились к так называемым неценовым зонам, в которых электростанции получали оплату исходя из утверждённых госорганами тарифов. Теперь же здесь действуют свободные цены, которые формируются в ходе рыночных торгов (исключением является население, оно всегда рассчитывается по тарифам).

Основные объёмы поставки и цены на электроэнергию формируются на рынке на сутки вперёд (РСВ) и, как видно из названия этого сектора оптового рынка, обновляются они ежедневно. Чтобы сгладить неизбежно возникающие

отклонения после торгов на РСВ, существует также балансирующий рынок. С 1 января 2025 года для бывших неценовых зон объёмы энергопоставок и их стоимость определяются так же, как и во всей Единой энергосистеме (ЕЭС) России: по результатам биржевых отборов ценовых заявок энергокомпаний.

Чтобы избежать резкого роста цен для потребителей, для Дальнего Востока был предусмотрен постепенный переход к рыночной стоимости. На первом этапе, с начала этого года, по свободным ценам в полном объёме начали продавать электроэнергию и мощность только тепловые электростанции. Доля продаж электроэнергии и мощности ГЭС по рыночным ценам составляет 2,5% и будет постепенно увеличиваться. Соответствующее решение должно принять Правительство РФ.

С 1 января на Дальнем Востоке также действует механизм «ценового сглаживания», который исключает влияние на цены РСВ части самых дорогих заявок ТЭС, рассказывали «Коммерсанту» в Совете рынка. «Оплата электроэнергии таким поставщикам осуществляется по указанной в заявке цене. Если цена РСВ

сложилась ниже цены в заявке, «сглаженные ТЭС» получают доплату», – пояснили в регуляторе.

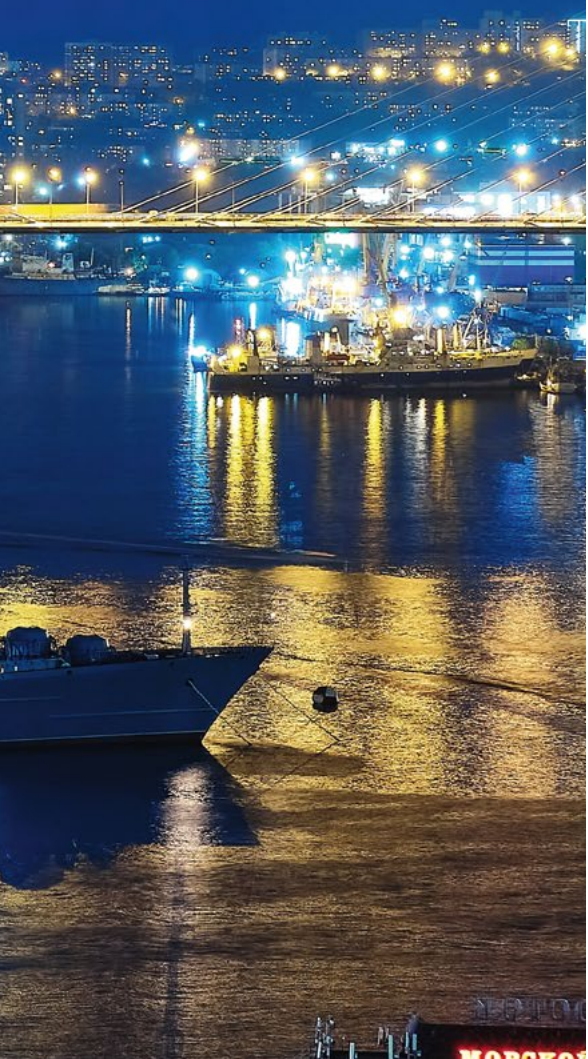
В отличие от цен на электроэнергию, стоимость и объёмы мощности определяются сразу на целый календарный год

в ходе специального конкурса – конкурентного отбора мощности (КОМ). В январе для присоединившихся к энергорынку регионов европейской части страны и Дальнего Востока прошёл КОМ на 2025–2027 годы. По сути он стал догоняющим, потому что для остального рынка цена и объёмы на эти годы уже были расторгнованы. Заявки на конкурс являлись ценовыми только формально: на первом КОМ в бывших неценовых зонах определялся только объём мощности, которая будет оплачиваться по ценам, уже утверждённым в рамках общерыночных КОМ. Как пояснил источник «Энергии без границ» в регуляторах, заявки генерации Архангельска и Коми стали учитываться при расчёте цены мощности на следующем общедоугольном КОМ на 2028 год, который состоялся в феврале. Электростанции Дальнего Востока начнут оказывать влияние на цену мощности во второй ценовой зоне только с 2031 года, когда в макрорегионе закончится процесс либерализации рынка.

Как и на всём рынке, части электростанций бывших неценовых зон необходимы гораздо более высокие платежи за мощность, чем те, которые можно получить по итогам КОМ. Это может быть связано с устареванием оборудования, которое со временем требует больше расходов, или с техническими особенностями станций. При этом регуляторы не разрешают вывод таких объектов из эксплуатации, так как они необходимы для надёжного энергоснабжения потребителей. Чтобы продлить работу этой генерации, правительство присваивает ей статус «вынужденная» и директивно утверждает цены на её мощность.

В новых рыночных регионах вынужденными были признаны одна электростанция в Республике Коми (Воркутинская ТЭЦ-2 компании «Т Плюс») и четыре – на Дальнем Востоке (Якутская ГРЭС-2, Восточная ТЭЦ, Совгаванская ТЭЦ «РусГидро» и Свободненская ТЭС «Газпром энергохолдинга»). Воркутинская ТЭЦ-2 получила этот статус на 2025–2028 годы. Дальневосточные станции – до конца 2034 года, однако с 2030 года «Системный оператор» должен подтвердить, что без них будет нарушена нормальная работа энергосистемы.

В январе оптовая одноставочная цена на электроэнергию и мощность на оптовом рынке на Дальнем Востоке была на 3,6% ниже, чем на остальной территории ценовых зон





Цена на мощность Якутской ГРЭС-2 в первой половине 2025 года составит 471,1 тысячи рублей за 1 МВт в месяц (все цены – без НДС), во втором полугодии – 548,2 тысячи рублей. Для Воркутинской ТЭЦ-2 стоимость будет неизменной в течение этого года – 520,7 тысячи рублей. Утвержденная цена мощности для Восточной ТЭЦ на первое полугодие – 1,12 млн рублей, на второе – 1,19 млн рублей, для Свободненской ТЭЦ – 1,54 млн и 1,67 млн рублей. Самой дорогой оказалась Совгаванская ТЭЦ – 2,055 млн рублей в течение всего 2025 года. Для сравнения: цена КОМ на 2025 год в европейской части России и на Урале составляет 274,7 тысячи рублей, в Сибири – 431,2 тысячи рублей.

Первые месяцы действия рыночных правил в бывших неценовых зонах показывают, что регуляторам пока удастся избежать основного риска – резкого роста платежей потребителей. В первые дни января средневзвешенный индекс цен покупки электроэнергии на РСВ в Коми и Архангельской области составил 1 464,2 рубля за 1 МВт•ч, что близко к показателю соседней Вологодской области, которая давно работает в составе рынка.

Основное внимание отрасли было приковано к ценам на Дальнем Востоке с его менее развитыми электросетевыми связями и энергодефицитом. В январе одноставочная цена на электроэнергию и мощность на оптовом рынке на Дальнем Востоке составила 3 012 рублей за 1 МВт•ч – на 3,6% ниже, чем на остальной территории ценовых зон (3 124 рубля). Такое стоимостное соотношение «свидетельствует о корректном запуске рынка и правильной работе ценовых сигналов в новых регионах», считает председатель правления Совета рынка Максим Быстров.

По данным регулятора, средняя цена на электроэнергию для розничных потребителей, не относящихся к населению, на Дальнем Востоке по итогам января 2025 года выросла на 1,5% относительно декабря 2024 года (в первой и второй ценовых зонах этот показатель составляет 5%). В двух регионах – Якутии и Амурской области – розничные цены для первой ценовой категории, по которой рассчитывается большая часть таких потребителей, даже сократились: снижение составило от 1 до 5% в зависимости от уровня напряжения. В Хабаровском крае и Еврейской автономной области рост розничных цен для первой ценовой категории составил около 1%, в Приморском крае – около 5%.



Инвестиции в борьбу с энергодефицитом в ОЭС Востока до 2030 года «Системный оператор» оценил в

478
млрд рублей

В январе на Дальнем Востоке фиксировались самые высокие цены на электроэнергию, свидетельствуют оперативные данные торгов. Индекс цены на покупку электроэнергии на РСВ без учёта регулируемых договоров (по ним закупается электроэнергия для населения по утверждённой властями стоимости) на Дальнем Востоке в январе составил 2 211 рублей за 1 МВт•ч. В феврале показатель сократился на 5,6%, до 2 087,6 рубля. В марте он немного подрос – на 0,9%, до 2 106 рублей. В начале апреля снова фиксировалось падение цен более чем на 5%.



Для вхождения новых регионов в состав ценовых зон оптового энергорынка было несколько предпосылок. Ключевые из них – необходимость привлечь инвестиции в модернизацию действующих и строительство новых мощностей, а также решить проблему многолетнего недофинансирования. ТЭС «РусГидро» – основной энергокомпании региона – много лет фиксируют убытки из-за роста фактических цен на топливо, которые не учитываются в тарифах. Дальневосточная генерирующая компания, которая управляет ТЭС «РусГидро» в ОЭС Востока, в 2024 году увеличила чистый убыток по РСБУ в пять раз, до 42,7 млрд рублей. Само «РусГидро» в отчёте по МСФО за 2024 год признало убыток от обесценения дальневосточного сегмента в размере 103,6 млрд рублей. Причинами стали недостаточность роста выручки для реализации программ повышения надёжности и покрытия капзатрат на поддержание текущего состояния активов, несвоевременный возврат выпадающих расходов по топливу.

Ситуацию усугубляет дефицит электроэнергии и мощности в энергосистеме Востока, который «Системный оператор» прогнозирует на горизонте 2025–2030 годов. Это означает, что в регионе потребуются строить новые энергоблоки.

Чтобы найти средства на решение проблемы убытков и связанных с ними долгов, а также профинансировать модернизацию и строительство мощностей, может быть реализован комплекс

мер, которые, по данным «Коммерсанта», обсуждаются в Правительстве РФ. В перечне возможных решений – ускоренная либерализация энергоцен на Дальнем Востоке. Она предполагает рост доли продаж электроэнергии и мощности дальневосточных ГЭС по рыночным ценам до 100% с нынешних 2,5% уже с 1 июля 2025 года (с сохранением регулируемых тарифов для населения). Также на 1 июля вместо конца 2028 года предлагается перенести объединение ценовых зон Сибири и Востока, что может повысить конечные энергоцены на 4%.

Э

нергодефицит на Дальнем Востоке в 2030 году оценивается в 1,197 ГВт, но уже в 2025-м в регионе будет не хватать 1,488 ГВт мощности, передавал «Коммерсант» накануне декабрьского заседания правкомиссии по электроэнергетике. Для его закрытия было предложено провести конкурсы по выбору проектов ТЭС и генерации на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), которые стали возможны после перехода региона в ценовую зону энергорынка.

Инвестиции в борьбу с дефицитом до 2030 года «Системный оператор ЕЭС» оценил в 478 млрд рублей. Как следует из декабрьских материалов регулятора, закрытие энергодефицита потребует строительства новой ТЭС в Якутске на 233 МВт, мощностей за сечением «Переход через Амур» на 445 МВт (здесь речь может идти как о новом строительстве, так и о расширении Хабаровской ТЭЦ-3 «РусГидро» и Приморской ГРЭС Сибирской генерирующей компании). В апреле правкомиссия одобрила проведение КОМ НГО для Хабаровского и Приморского края, проект в Якутии пока отложили.

Дефицит электроэнергии, эквивалентный 1,7 ГВт мощности, в регионе предлагается ликвидировать с помощью ВИЭ. По данным «Коммерсанта», к апрелю Минэнерго РФ определилось с параметрами дополнительного конкурсного отбора проектов ВИЭ для ОЭС Востока на 2026–2028 годы, соответствующий проект распоряжения правительства уже подготовлен. Квота для солнечных электростанций (СЭС) составит 850 МВт, для ветроэлектростанций (ВЭС) – 600 МВт. Ещё 250 МВт придется на отобранные проекты СЭС «Юнигрин Энерджи», которые компания перенесёт из ОЭС Сибири. Новые объекты генерации могут быть построены в Амурской области, Еврейской автономной области и Хабаровском крае.



11



Привычно ниже инфляции

текст: Александра Белкина

В 2024 году при обсуждении планов развития электроэнергетики обострилась дискуссия о недофинансировании сектора: чтобы закрыть существующие энергодефициты и построить новые мощности, обеспечивающие рост экономики, необходимы триллионные инвестиции (подробнее см. стр. 22–25). Проблема в том, что прогнозные энергоцены не могут обеспечить требуемый уровень финансирования. На этом фоне оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в 2024 году продолжил многолетнюю тенденцию роста цен ниже уровня инфляции.

По данным Совета рынка, оптовая одноставочная цена электроэнергии и мощности в 2024 году по рынку в целом выросла на 5,2% по сравнению с 2023 годом, что на 4,32 процентного пункта ниже темпов инфляции, которая достигла 9,52%. Составляющая электроэнергии в одноставочной цене в прошлом году

увеличилась на 12,3%, мощности – снизилась на 3%.

«Несмотря на неоднородную динамику цен на электроэнергию и мощность, в том числе в разрезе ценовых зон, в целом ценовая ситуация по итогам 2024 года свидетельствует о том, что рынок адекватно реагирует на внешние факторы. А это, в свою

очередь, признак хорошо отлаженного механизма. Важно, что темпы роста одноставочной цены по-прежнему находятся в пределах инфляции. И в текущей экономической ситуации особое внимание регуляторов будет сосредоточено на поисках решений, которые сохраняют данную тенденцию и максимально минимизируют рост», –



прокомментировал предправления Совета рынка Максим Быстров.

В первой зоне (1-я ЦЗ, европейская часть РФ и Урал) рост одноставочной цены в 2024 году составил 4,3%, а цены электроэнергии – 10%. Стоимость мощности при этом снизилась на 2,4%. Объём планового электропотребления за год увеличился на 2,9%.

По итогам расчётов на рынке «на сутки вперёд» (PCB) в 2024 году в 1-й ЦЗ индекс равновесных цен на покупку электроэнергии (индекс PCB) сформировался на уровне 1 747,29 рубля за 1 МВт•ч – на 9,9% выше, чем в 2023 году.

В структуре предложения на рынке наблюдалось снижение выработки АЭС и рост объёмов ГЭС и ТЭС, пояснили в Совете рынка. При этом увеличение доли ТЭС происходило главным образом за счёт поставок по ценам выше предыдущего, 2023 года. С одной стороны, этому способствовал рост потребления в зоне, для покрытия которого запускали более дорогую генерацию. С другой – значительное влияние оказало повышение цен на газ с 1 июля 2024 года на 11,2%: из-за

этого предложение ТЭС подорожало на 9%. Во второй половине 2024 года к факторам роста энергоцен добавилось увеличение перетока из первой во вторую (2-я ЦЗ, Сибирь) ценовую зону.

Наиболее сильно электроэнергия на РСВ подорожала в объединённой энергосистеме (ОЭС) Юга – на 12,1% в течение года. Скачки цен фиксировались в июле и ноябре – на 47 и 32% соответственно по сравнению с июлем и ноябрём 2023 года.

В июле аномальная жара привела к тому, что в ОЭС Юга дважды в течение недели были обновлены исторические рекорды потребления энергомощности. На фоне роста спроса на 1,9 ГВт•ч объём недоступной мощности электростанций в европейской части страны из-за аварий или неготовности оборудования составил 7 ГВт (в июле 2023 года такое неплановое снижение составляло 4 ГВт). Кроме того, добавились давнишние ограничения по перетокам энергии по электросетям. В итоге индекс РСВ в регионе в отдельные часы превышал 3 500 рублей за 1 МВт•ч. Для сравнения: в целом по первой ценовой зоне установившаяся в это же время рекордная цена составляла 2 085,5 рубля.

В ноябре в ОЭС Юга также случился скачок потребления в условиях старых сетевых ограничений, при этом произошло существенное снижение выработки ветроэлектростанций, которое только частично удалось компенсировать за счёт ТЭС. Индекс РСВ в отдельные часы поднимался до 4 000 рублей за 1 МВт•ч.

Оптовая одноставочная цена электроэнергии и мощности в 2024 году выросла на 5,2% по сравнению с 2023 годом, что на 4,32 процентного пункта ниже темпов инфляции

В Сибири рост оптовой одноставочной цены по итогам 2024 года составил 9%: стоимость электроэнергии выросла на 22%, мощности – снизилась на 4,6%. Индекс РСВ сформировался на уровне 1 521,4 рубля за 1 МВт•ч – на 21,3% выше, чем в 2023 году. Объём планового электропотребления за год увеличился на 4,9%.

Выработку электроэнергии в Сибири в прошлом году нарастили и ГЭС, и ТЭС. Однако рост ценовых заявок последних привёл к общему росту цен. Средневзвешенная цена предложения ТЭС увеличилась на 12,8%. Совет рынка со ссылкой на генкомпанию пояснил, что это вызвано ростом цены на уголь и стоимости его транспортировки (по данным Росстата, рост цен на рядовой бурый уголь (лигнит) в 2024 году составил 13,7%, на уголь, за исключением антрацита, коксующегося и бурого угля, – 19,6%).

В ноябре сложилась небывалая ситуация: индекс РСВ в 1-й и 2-й ЦЗ почти сравнялся, составив 1 902 рубля и 1 895 рублей за 1 МВт•ч соответственно. Паритет, обусловленный снижением водности на ГЭС, ростом энергопотребления и цен на уголь для ТЭС, продлился месяц, и уже в декабре цена электроэнергии в Сибири, вопреки многолетней традиции рынка, стала выше, чем в 1-й ЦЗ. Впрочем, и эта аномалия закончилась уже в следующем месяце.

В декабре на ОРЭМ наметилась интересная тенденция, полноценно развернувшаяся в I квартале этого года. Изменения в структуре предложения электроэнергии на рынке сейчас оказывают гораздо более сильное влияние на цены, чем динамика спроса. В 1-й ЦЗ спрос в декабре снизился на 0,6% в годовом выражении при росте цены на 11,6%. В I квартале спрос сократился на 1%, индекс РСВ вырос на 16,3%. В Сибири спрос в декабре прибавил символические 0,1%, а по итогам I квартала снизился на 2,5%, увеличение индекса РСВ при этом составило 42,6 и 31,5% соответственно.

Как пояснили в Совете рынка, одним из факторов роста цен стали изменения в структуре выработки: атомные станции снизили своё предложение из-за плановых ремонтов, ГЭС фиксируют низкий уровень водности, а для ВИЭ в январе – феврале сложилась неблагоприятная погода (данных за март пока нет). Второй фактор продолжается с 2024 года – это июльская индексация цен на газ и рост цен на уголь.

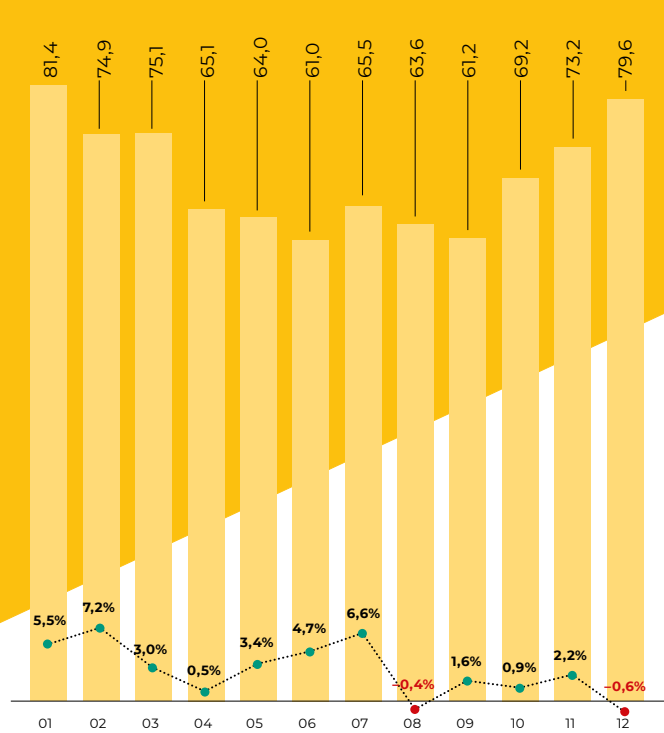


ОРЭМ-2024: как менялись объёмы потребления электроэнергии и цены на неё на оптовом энергорынке в прошлом году

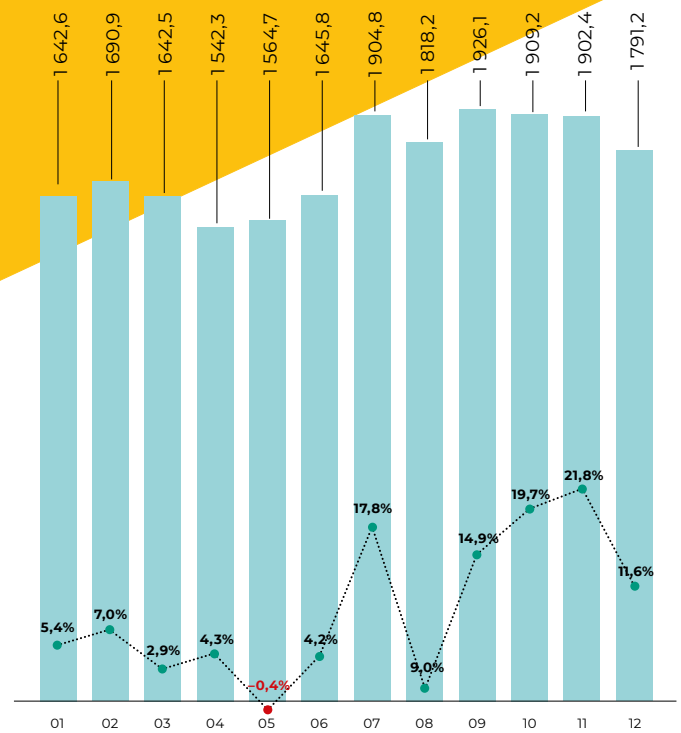
Источник: Совет рынка

Европейская часть России и Урал (первая ценовая зона)

Плановое потребление электроэнергии



Индексы равновесных цен на электроэнергию



833,9

млн МВт·ч составило плановое электропотребление в первой ценовой зоне в 2024 году, прибавив 2,9%

1 747,29 –

средневзвешенный индекс РСВ в 2024 году в первой ценовой зоне; рост к уровню 2023 года составил 9,9%

Фактическая среднеотпускная цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках

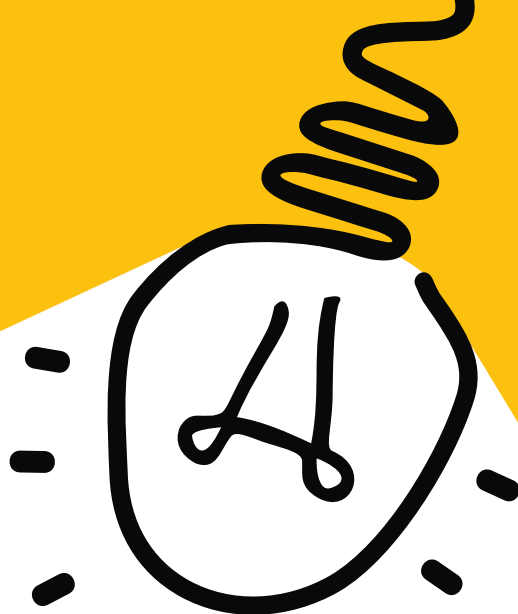
2023 год

4,77
руб/кВт·ч

+4,1%

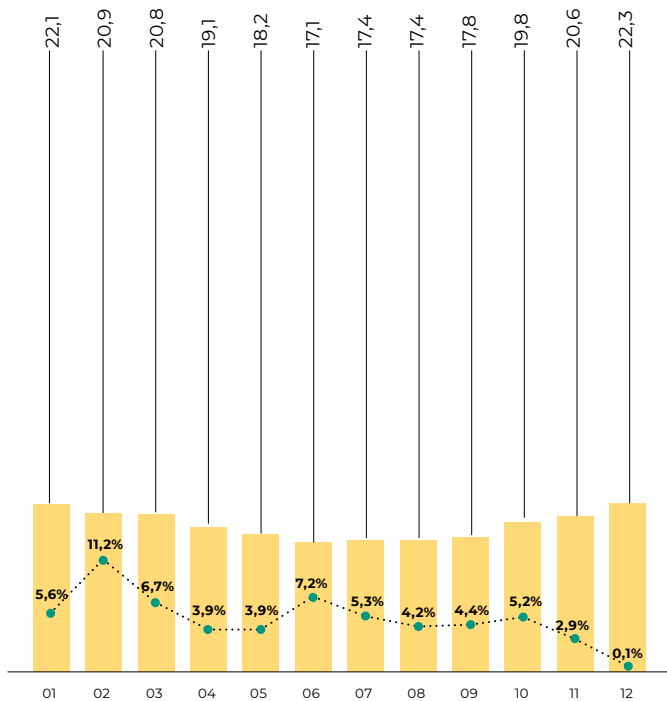
2024 год

4,98
руб/кВт·ч

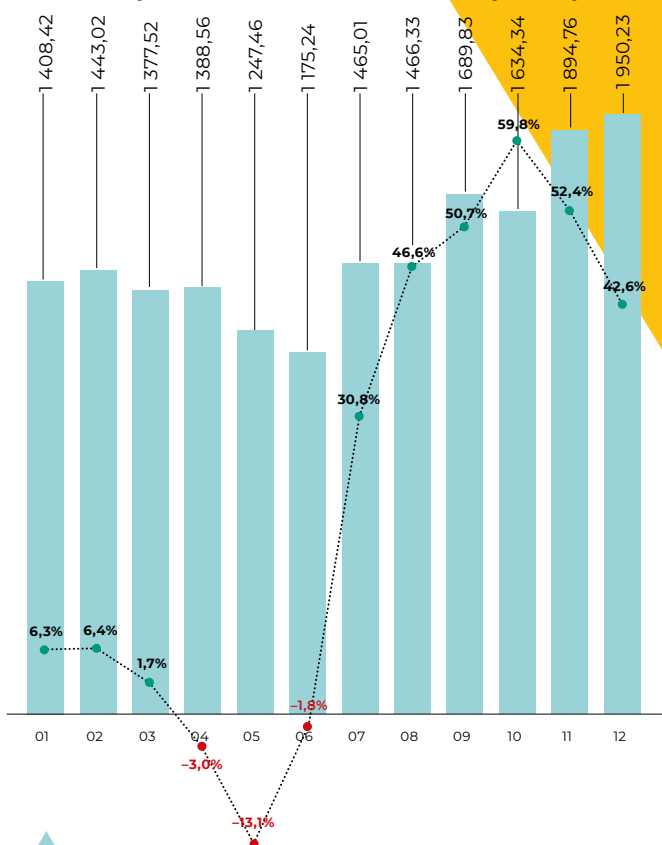


Сибирь (вторая ценовая зона)

Плановое потребление электроэнергии



Индексы равновесных цен на электроэнергию



233,5

млн МВт·ч составило плановое электропотребление во второй ценовой зоне в 2024 году, прибавив 4,9%

1 521,41 –

средневзвешенный индекс РСВ в 2024 году во второй ценовой зоне; рост к уровню 2023 года составил 21,3%

2023 год

3,38
руб/кВт·ч

+5,1%

2024 год

3,56
руб/кВт·ч



15

Андрей Харитонов: «Любое майнинговое потребление должно оплачиваться по коммерческим тарифам»

В конце прошлого года в России начали действовать нормы по регулированию майнинга как вида экономической деятельности, разрешившие среди прочего добычу криптовалюты физлицам, но в пределах 6 тысяч кВт·ч в месяц. Помочь в том числе в борьбе с незаконным серым майнингом призвана дифференциация тарифов на электроэнергию для населения, увеличившая расценки для большого объёма энергопотребления. Кроме того, из-за энергодефицита в части регионов, в том числе в Иркутской области, майнинг был запрещён вплоть до 2031 года, когда будут построены новые энерго мощности. Насколько эти меры эффективны против нелегальной криптодобычи, как сейчас ведётся борьба с ней и как серые майнеры увеличивают тарифы на электроэнергию для остальных жителей региона, в интервью «Энергии без границ» рассказал директор «Иркутскэнергосбыта» Андрей Харитонов.

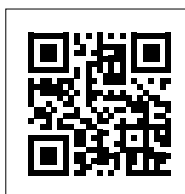


– В прошлом году Правительство РФ приняло ряд решений, направленных на регулирование и ограничение майнинга. Как это отразилось на работе майнеров в зоне ответственности Иркутской энергосбытовой компании?

– Давайте сначала разберёмся с терминологией. Есть белый майнинг. Это официальный ЦОД, который нашёл площадку, запросил технические условия на какое-то количество мегаватт, поставил контейнеры и работает по промышленному тарифу – просто ведёт коммерческую деятельность. Мы его знаем, видим, он официально указал майнинг как профиль деятельности и рассчитывается с нами по коммерческому тарифу.

Второе – чёрный майнинг – хищение электроэнергии для добычи криптовалют. Это банальное воровство. Как раз истории про некий грузовик с контейнером, который, как троллейбус, подсоединяется к проводу 10 кВ и стоит жужжит где-нибудь день-неделю, а потом опускает «рога» и куда-нибудь переезжает.

Серый майнер – это потребитель, который на льготном, субсидированном тарифе для населения занимается майнингом. То есть стоит обычный жилой дом, гараж, баня, подвал какой-то или подсобка, внутри ставят ASIC, и начинается добыча криптовалюты с усиленным потреблением электроэнергии. А оплачивается эта энергия по полностью



Интервью на сайте
Peretok.ru

Когда энергетики борются с серым майнингом, а власти их не поддерживают, в этом нет государственного подхода. По действующему законодательству мы получим компенсацию убытка за конкретного майнера, которая будет включена в тариф и тем самым размазана на всех жителей Иркутской области

Поиск майнингового оборудования с помощью тепловизора



субсидированному тарифу. Для понимания: сельский тариф у нас в Иркутской области – 1,1 рубля (по нему платят в том числе горожане в домах с электроотоплением. – Прим. ред.), городской – 1,58 рубля. То есть за льготную энергию для серого майнинга платит, по сути, кто-то другой – предприятия, организации.

– Какова доля белого и серого майнинга в регионе?

– По данным РДУ (Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области. – Прим. ред.), которое ведёт реестры, на севере Иркутской области около 350–400 МВт официального белого майнинга, на юге – около 650 МВт.

Оценки серого майнинга разнятся от 200 до 400–450 МВт, которые размазаны по домохозяйствам тонким слоем. Но мы прекрасно понимаем, что майнинг есть ещё и в промышленном секторе. Недавно была очередная новость о выявлении майнинга на промплощадке, где были установлены 250 машин. Прокуратура работала вместе с нами. Самостоятельно мы бы туда не пошли: там коммерческое потребление и расчёт по коммерческим ценам, но сейчас майнинг на территории Иркутской области запрещён как вид деятельности.

Все посмеялись, когда мы выявили факт майнинга в психбольнице, но когда горела крыша крупного иркутского торгового центра, где также были установлены ASIC, уже не смеялись. Никто не знает, сколько ещё таких машин стоит на

заправках, в цехах, складских помещениях, на промплощадках, которые работают параллельно с основным бизнесом.

– Ваша позиция в том, что бытовые потребители не имеют права майнить на электроэнергию, которую они покупают по льготному тарифу?

– Вообще, это позиция законодательства. Граждане не могут майнить на бытовом тарифе. Федеральное законодательство говорит, что в рамках 6 тысяч кВт•ч в месяц физическое лицо, занимающееся майнингом, может не регистрироваться в налоговой службе как субъект, занимающийся добычей криптовалюты. Можно ли майнить в объёме до 6 тысяч кВт•ч? Можно, но это коммерческая деятельность, которая оплачивается по тарифу прочих потребителей. То есть норма о праве заниматься майнингом в объёме до 6 тысяч кВт•ч без регистрации – это порог взаимодействия с налоговыми органами, а не с энергетиками. С нашей точки зрения, любое майнинговое потребление должно оплачиваться по коммерческим тарифам.

– В Иркутской области известны случаи, когда ASIC устанавливаются в подвалах частных домов, а тепло отводится для обогрева...

– Теперь по поводу инсинуаций об отоплении за счёт ASIC. Во-первых, они создают такой шумовой фон, в котором невозможно жить. Во-вторых, когда говорят, что это оборудование помещают в иммерсионные ванны, шумоизолирующие ко-

На рейде по выявлению серых майнеров



роба, утверждая, что так обеспечивается электрообогрев, хочу напомнить о существовании государственных стандартов, СНИПов, ГОСТов и правил. Что такое электроотопительная установка? Согласно нормативам, она подлежит обязательной сертификации. Вы хоть один сертифицированный под отопительный прибор ASIC видели? Повторюсь, хотя заблуждения и распространены, но они остаются заблуждениями. И суды при доказанности действий серых майнеров принимают нашу сторону.

– Как устроен механизм выявления нелегальных майнеров в «Иркутск-энергосбыте»?

– Чёрный майнинг – это воровство электроэнергии и зона ответственности сетевой компании, так как это её потери, а мы выявляем серых майнеров. Первое, на что смотрим, – нетипично большое потребление электроэнергии по конкретным адресам. Эта информация у нас есть, так как мы выставляем счета каждому домохозяйству Иркутской области. Плюс дополнительный фактор для проверки – разница в потреблении между домами со схожими параметрами, здесь мы дополнительно привлекаем информацию из публичных кадастровых карт. Когда один дом потребляет зимой условно 3 тысячи кВт•ч, а соседний той же площади – 12 тысяч или даже 20 тысяч кВт•ч, то вопросы возникают. Такие адреса мы ставим на контроль, при наличии интеллектуального прибора учёта запрашиваем данные у сетевой компании – они снимают информацию о почасовом потреблении. Умные счётчики хранят информацию до 6–12 месяцев, так что мы видим, с какого момента появился некий неснижаемый круглосуточный объём потребления.

Чем отличается бытовая нагрузка от коммерческой? Утром все включили чайники, потом ушли на работу, вернулись, включили свет, плиты и телевизоры. Коммунальное потребление в течение суток имеет чёткие утренние и вечерние пики, полупики. Даже при наличии электроотопления это видно: конвекторы всё равно то включаются, то выключаются, а не работают бесперебойно в отличие от майнинга, который создаёт постоянную неснижаемую нагрузку.

Дальше начинается работа выездных бригад, которые отправляются по конкретным адресам и с помощью квадрокоптеров, тепловизоров, шумомеров и других специальных средств собирают доказательства того, что идёт небытовое



потребление. Работа ведётся за контуром участка потребителя, так как Конституция РФ гласит, что жильё является неприкосновенным.

Также мы запрашиваем операторов сотовой связи, так как данные о трафике могут служить дополнительным доказательством факта незаконного майнинга. Обычно они нам предоставляют информацию по запросу суда. Кроме того, опрашиваем и документируем жалобы соседей, а затем со всеми собранными материалами обращаемся в суд.

– Интеллектуальные счётчики внедрены уже повсеместно?

– Оснащённость частного сектора интеллектуальными приборами учёта в Иркутской области составляет 80–90%. Вопрос, какой смысл мы вкладываем в интеллектуальность. Я с точки зрения выявления майнинга называю интеллектуальными те приборы учёта, которые хранят события и почасовое потребление, они не обязательно соответствуют требо-

Майнинговая ферма Bitriver в Братске >



Экономика майнинга в России зависит от трёх вещей. Первое – курс биткоина, второе – курс доллара к рублю, третье – тарифы. На что могут повлиять власти конкретного региона? Только на тариф. Основной массив потребления у нас идёт в пределах базового значения дифференцированных тарифов. Давайте наращивать тарифы во втором и третьем диапазонах



ваниям действующего законодательства, где речь идёт о 82 характеристиках.

– «Иркутскэнергосбыту» потребовалось увеличивать штат в связи с тем, что появилась такая нагрузка, как борьба с майнерами?

– Мы увеличили численность линейного персонала, который занимается проверками на местах. В целом организовали работу выездных бригад – это специально обученные люди, автотранспорт, термометры, тепловизоры и так далее. Затраты были весьма значительны: один хороший тепловизор, например, стоит миллион рублей.

– Затраты, связанные с выявлением майнеров, окупают себя?

– Да. С начала этой работы мы получили с серых майнеров около 600 млн рублей.

Но, с другой стороны, я могу принять в штат ещё 100, 200 или 300 человек – столько, сколько позволит тарифное решение, покупать сотнями тепловизоры,

шумомеры и квадрокоптеры, но это игра в кошки-мышки, когда серые майнеры тоже ищут новые ходы. Мы начали пользоваться шумомерами – появились шумобоксы; начали привлекать специалистов через суды для подтверждения специфического трафика – майнеры стали использовать VPN. Эта борьба бесполезна и может быть вечной без каких-то внешних воздействий, если не будет регулирования этой деятельности.

К сожалению, государство долго никак не реагировало на проблему серого майнинга. Возможно, потому что проблема сложилась только в одном регионе, в Иркутской области. Когда я общаюсь с коллегами из Новосибирска, Бурятии, Читы, они говорят, что такого засилья майнинга нет нигде. Мы ведём карту серого майнинга, на ней 7,5 тысячи точек – куда мы ногами дошли и проверили, что что-то не так. Но для этого я отвлек свой персонал, автотранспорт, мы потратили рабочее время... А сколько мест, куда мы не добрались?

– В Иркутске много социальной рекламы, призывающей граждан сообщать о фактах незаконного майнинга у соседей. Этот метод помогает выявлять серых криптодобытчиков?

– С начала года поступило 155 жалоб только на нашу горячую линию 8 (800) 100-97-77. При этом она создана не для таких целей, а нужна в первую очередь для информирования о задолженности, отключениях, для консультаций потребителей, то есть для выполнения основного функционала сбыта, так что здесь люди тоже отвлекаются от основной работы.

Я думаю, сейчас ASIC стоят в половине частного сектора, по крайней мере в Иркутской агломерации. И они считаются маленькими, 2–3 машины укладываются в лимиты потребления и приносят деньги. При этом жители прекрасно понимают, что у них из-за этого некачественное энергоснабжение: напряжение падает, свет моргает и т. д. Но с 2–3 ASIC'ами окружающие обычно

как-то уживаются. А вот если вы поставили 10 машин, то такого соседа, скорее всего, сдадут энергетикам.

– Вам на горячую линию сдают именно таких, кто ставит много оборудования?

– Думаю, что да. Ещё у нас очень много жалоб на майнинг в многоквартирных домах. Майнинг там – это вообще нон-сенс. С этим должны работать жилищная инспекция, прокуратура, полиция, потому что это прямое нарушение всех возможных норм и правил. В многоквартирном фонде огромное количество пожаров из-за майнингового оборудования. Пожарные фотографируют обгоревшие ASIC'и, нам показывают. Но у МЧС стандартный перечень причин возгораний, в нём нет майнинга, есть электро-техническая причина. В нашем регионе в последние годы она фигурирует в качестве причины ЧП в 2–3 раза чаще, чем в соседних регионах.

– Какова судебная практика по вашим искам в отношении серых майнеров? Каков процент удовлетворённых исков?

– До конца 2023 года удовлетворялось практически 100% наших исков. Сейчас соотношение изменилось, и мы выигрываем в первой инстанции более половины дел. Но значительная часть отказов в первой инстанции пересматривается в нашу пользу на этапах апелляции и кассации.

Примечательно, что нашей судебной практикой активно интересуется налоговая служба, которая стала периодически запрашивать перечни выигранных нами дел. Затем они идут к серым майнерам и на основании судебного решения, доказывающего факт добычи криптовалюты, просят показать доходы. В обратную сторону это не работает – бытовые компании доступа к реестру белых майнеров не имеют. Но тех, с кем мы боремся, в этих списках нет, они всегда в тени.

– Какой экономический ущерб наносит сбытам деятельность серых майнеров?



– Мы занялись выявлением серых майнеров не от хорошей жизни: задача сетевых компаний – содержать инфраструктуру, сбытовых – собирать деньги. Сейчас мы выполняем несвойственный нам функционал. Почему? Первое – жалобы на некачественное энергоснабжение, штрафные санкции, перерасчёты населению. Понятно, часть вопросов мы транслируем сетевым компаниям, но их достаточно много. А второе – особенности тарифного регулирования. Электроэнергию для населения мы покупаем на оптовом рынке (ОРЭМ. – Прим. ред.) по льготным регулируемым ценам для перепродажи населению тоже по льготной регулируемой цене. Объём покупок на опте фиксируется на год. Например, для Иркутской области это 7 млрд кВт•ч в год. Их мы покупаем по льготным ценам, а всё, что потребляется по бытовым тарифам сверх этого объёма, приобретается на ОРЭМ по рыночной цене, а продаётся по льготной. В итоге формируется убыток.

Имея какой-то запас финансовой прочности, «Иркутскэнергосбыт», с учётом действующего тарифного законодательства, мог бы вообще не бороться с серым майнингом. Весь убыток, случившийся из-за покупки электроэнергии на опте по рыночным ценам и продажи населению по льготным тарифам, подлежит возмещению в последующих периодах регулирования. Поэтому когда энергетики борются с серым майнингом, а власти их не поддерживают, в этом нет государственного подхода. В последующие годы мы получим компенсацию за конкретного майнера, которая будет включена в тариф и тем самым размазана на всех жителей Иркутской области.

Убыток от РД (регулируемых договоров, в рамках которых сбытовые компании покупают электроэнергию на оптовом энергорынке для поставки населению по тарифам. – Прим. ред.) у «Иркутскэнергосбыта» в 2020 году составил 296 млн рублей, в 2021 году вырос сразу в 6 раз, до 1,836 млрд рублей, в 2022 году – до 2,8 млрд рублей, в 2023 году снизился до 1,766 млрд рублей.

– Эти суммы заявлены для компенсаций и согласованы для включения в тарифные расчёты?

– Конечно. В соответствии с тарифным законодательством они подлежат компенсации в течение пяти лет, то есть по убыткам 2020 года все жители региона рассчитаются в 2025–2026 годах, – таково законодательство.



А Дифференциация тарифов помогла снизить потребление электроэнергии майнерами



Тарифную диспропорцию допустили в Иркутской области, а платить будут потребители всей Сибири. Например, житель Бурятии, где тариф для населения почти 4 рубля, будет ещё слегка доплачивать из-за серых майнеров в Иркутской области, получающих нелегальный доход

– Почему в 2023 году снизился убыток, связанный с майнингом?

– На территории Иркутской области динамика энергопотребления у населения не зависит от температурного фактора, энерговооружённости отдельных хозяйств, от количества новых техприсоединений. Уже несколько лет она зависит только от курса биткоина, больше ни от чего. В 2023 году, если помните, биткоин падал – мы тут же видели падение потребления у населения. Это к вопросу о том, что серый майнинг можно победить только экономикой.

– Вы под экономикой понимаете снижение нормативов потребления в рамках дифференцированных тарифов или повышение ценников?

– Экономика майнинга в России, в свою очередь, зависит от трёх вещей. Первое – курс биткоина, второе – курс доллара к рублю, третье – тарифы. На что могут повлиять власти конкретного региона? Только на тариф. Основной массив потребления у нас идёт в пределах базового значения дифференцированных тарифов. Давайте наращивать тарифы во втором и третьем диапазонах. Почему нет? Давайте снижать пороговые значения дифтарифов для гаражей. Почему у нас для одного гаража пороговое значение дифтарифа установлено на том же уровне, что и для жилого дома, то есть 3,9 тысячи кВт•ч в месяц? В чём логика этого решения? Мы наблюдаем сейчас рост потребления в гаражных кооперативах. Все вдруг массово купили электромобили? Нет. Там и раньше был рассадник майнинга, а сейчас это стало повальным явлением.

– Ситуация с майнингом как-то меняется на фоне утверждённых законодательных решений?

– Я считаю, что на серый майнинг повлияла дифференциация бытовых тарифов и он немного просел: большинство добытчиков снизили потребление до уровня дифтарифов. Старое оборудование менее эффективно и более чувствительно к колебаниям курсов рубля и биткоина, а на новое серые майнеры сейчас предпочитают не тратить. Какая-то часть, наверное, перешла в сектор чёрной криптодобычи.

Второе последствие – белый майнинг фактически закрылся. Переехали, совсем закрылись или просто выключились до конца сезона (запрет на майнинг в Иркутской области сначала действовал с 15 ноября по 15 марта ежегодно. – Прим. ред.) – не могу сказать, мы видим

лишь факт отсутствия потребления. Хотя какие-то пожарно-охранные, сервисные функции остались, небольшое потребление есть.

– Какие шаги в части регулирования, на ваш взгляд, необходимы в дальнейшем?

– Недавно прочитал в местном глянце-вом журнале, что энергосбережением в Иркутской области занимаются только энтузиасты или идиоты. И при действующей тарифной системе это действительно так. У «Иркутскэнерго» 1,2 млн абонентов, каждый из которых может перейти на зональные тарифы (пик/полупик) и в теории экономить, смещая потребление на более дешёвые часы. Опцией в области пользуются около 40 человек. Разница между тарифами в 30–40 копеек никого экономить не стимулирует, а переход на зональные тарифы без смещения графика потребления и вовсе оказывается дороже сохранения одноставочного тарифа.

С другой стороны, работают законы рынка: если какой-то товар стоит очень дешево, то рано или поздно он окажется дефицитным. Собственно, мы к этому в Иркутской области уже пришли: у нас официально прогнозируемая нехватка генерирующих мощностей, ограничения при техприсоединении, и это не проблема ни сетей, ни сбытов. На новые мощности сейчас будут скидываться все потребители второй ценовой зоны. То есть тарифную диспропорцию допустили в Иркутской области, а платить будут потребители всей Сибири. В том числе, например, житель Бурятии, где тариф для населения почти 4 рубля, будет ещё слегка доплачивать из-за серых майнеров в Иркутской области, получающих нелегальный доход.

По идее, в итоге должно произойти выравнивание тарифов по регионам. Понятно, что это не должно быть мгновенно, необходимо двигаться планомерно, необходимо двигаться планомерно. Ну и второе направление – объёмы льготного потребления. У нас, например, есть положительный опыт Забайкальского края, где соцнорма потребления составляет 65 кВт•ч на человека в месяц; подобный механизм действует ещё в пяти регионах, и везде показатель не превышает 170 кВт•ч. 99% потребителей укладываются в разумные нормы, но 1%, как показывает практика по другим вопросам, с успехом может создавать информационную волну. Безусловно, движение по этому пути будет вызывать негативные реакции, но другого пути в экономической логике нет.

Энергетике обозначили перспективы

текст: Юрий Юдин

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, один из трёх стратегических документов отрасли, была утверждена Правительством накануне Нового года. Несмотря на предусмотренный в ней значительный объём строительства новых электростанций (почти 88,5 ГВт), структура российской генерации в ближайшие 18 лет не претерпит принципиальных изменений. Доля АЭС вырастет на 5 п. п. (до 24%) за счёт пропорционального сокращения тепловой генерации, также планируется построить сразу пять ГАЭС для покрытия суточных пиков потребления и проложить линии постоянного тока, которые не создавались с советских времён. Ключевым теперь остаётся вопрос поиска средств для новых строек, так как внутренний инвестресурс сектора оценён властями в 1 трлн рублей, а потребность – в 42,5 трлн.



Д

олгосрочный прогноз, положенный «Системным оператором ЕЭС» (СО) в основу Генсхемы, предпола-

гает, что спрос на электроэнергию в России ежегодно будет увеличиваться в среднем на 1,28%, на мощность – на 1,04%. Внутреннее потребление электроэнергии вырастет до 1 449,72 млрд кВт•ч в 2042 году с 1 191,7 млрд кВт•ч в 2024 году, а максимум потребления мощности увеличится до 208,24 ГВт с 164,4 ГВт.

Для закрытия растущих потребностей в энергии к 2042 году в России нужно построить почти 88,48 ГВт новых мощностей: 22,7 ГВт газовых ТЭС и 11,89 ГВт угольных, 29,3 ГВт атомных

электростанций, 16,6 ГВт солнечной и ветрогенерации, а также 7,8 ГВт ГЭС и ГАЭС. С учётом вывода из эксплуатации 34,86 ГВт старого и неэффективного оборудования суммарная мощность энергосистемы РФ достигнет 299,35 ГВт. Стратегических изменений в структуре генерации не произойдёт – ключевыми элементами останутся ТЭС, АЭС и ГЭС с незначительными вкраплениями ветровых и солнечных электростанций, а процентные колебания между типами генерации, прописанные в Генсхеме, важны прежде всего для отраслевых игроков и технического регулятора – СО.

В Единой энергосистеме России (ЕЭС) доля тепловой генерации в выработке снизится с 62,7% в 2024 году до 57,4% в 2042 году, основное сокращение придётся на угольные электростанции – с 14,3 до 11,2%. Выгодоприобретателем должен стать «Росатом»: доля АЭС в производстве электроэнергии к 2042 году вырастет с 18,9 до 24%. ГЭС сократят долю в выработке с 17,4 до 14,8% (ГАЭС увеличат с 0,2 до 0,5%), за счёт чего показатель ВЭС и СЭС увеличится с 0,8 до 3,3%.

В ходе общественного обсуждения Генсхемы СО получил почти 250 предложений, 24% из которых полностью или частично были учтены. В сегменте тепловой генерации стоит выделить стратегическую правку, предложенную «Татэнерго»: перспективной целью признан перевод всех газовых ГРЭС страны с паросилового на более эффективный парогазовый цикл. Также примечательна дискуссия, которая развернулась между регулятором и «Газпром энергохолдингом» (ГЭХ). Генкомпания заявила, что не имеет намерений выводить в 2032–2036 годах из эксплуатации шесть блоков Ставропольской ГРЭС (с замещающим вводом ПГУ-325) и Сургутской ГРЭС-1, как это прописано в Генсхеме. Регулятор отклонил правку, отметив, что старое и неэффективное оборудование подлежит выводу по утверждённому для газового оборудования критерию – выработке двух парковых ресурсов.

р

ост доли атома в структуре выработки электроэнергии на 5,1 п. п. к 2042 году потребует как строительства новых блоков на площадках уже действующих АЭС, так и создания атомной генерации в новых регионах, в частности на Дальнем Востоке, где ранее функционировала лишь Билибинская АЭС на Чукотке, а в 2020 году в Певеке была запущена плавучая ПАТЭС «Академик

₽

Объём инвестиций в электроэнергетику до 2042 года для реализации Генсхемы оценён

42,6
в трлн рублей

«Ломоносов». Причём в ходе обсуждения планы по вводу атомной генерации в ДФО стали более амбициозными. Если раньше речь шла о вводе 2,4 ГВт, то теперь – о 3,2 ГВт в объединённой энергосистеме (ОЭС) Востока и ещё почти 300 МВт – на изолированных территориях. Первые блоки могут быть запущены на шесть лет раньше прежнего срока: согласно Генсхеме, в 2033 и 2035 годах планируется ввести два блока Приморской АЭС мощностью 1 ГВт каждый на базе реактора ВВЭР-1000, в 2041–2042 годах – 1,2 ГВт Хабаровской АЭС (два реактора ВВЭР-С/600).

Первый плавучий энергоблок (ПЭБ) для Баимского ГОКа на базе передовой установки РИТМ-200 начнёт выработку на Чукотке в 2028 году. Атомная станция малой мощности (АСММ) наземного базирования на базе того же реактора (РИТМ-200Н) появится в 2031 году в Якутии. Причём второй блок этой станции, ПЭБ для Баимского ГОКа, а также Норильская (четыре блока на реакторах РИТМ-400) и Чукотская АСММ (10 МВт на базе микрореактора «Шельф-М») внесены в Генсхему, но возможность их реализации будет подтверждена только после заключения с потребителями двусторонних договоров, в которых будут прописаны объёмы спроса и стоимость электроэнергии.

→

23

Наибольшее число замечаний – девять – в ходе общественных обсуждений поступило в связи с заявленным в документе проектом Новочеркасской АЭС в Ростовской области на 2,4 ГВт. Участники обсуждения – физические лица указывали на доступность территории размещения АЭС для дронов и ракет, экологические риски и предлагали перенести объект в точки энергодефицита – Крым или Краснодарский край. В итоге СО оставил вопрос размещения открытым, переименовав станцию в Южную АЭС и запланировав ввод первого блока ВВЭР-1200 на 2036 год. Где она разместится – в Ростовской области или Краснодарском крае – будет определено по результатам предпроектных проработок, указано в Генсхеме. Отметим, что, по заявлению региональных властей, АЭС у себя не хотят видеть жители обоих регионов, но при этом жители Волгодонска, где работают четыре блока Ростовской АЭС, поддерживают расширение станции. Однако стоимость сетевого строительства (здесь потребуется прокладка как минимум трёх ЛЭП-500) делает точку самой дорогой из трёх рассматриваемых. Второй вариант – возведение АЭС возле Новочеркаска, где ГЭХ должен вывести часть старых блоков Новочеркасской ГРЭС. Обширного сетевого строительства здесь не потребуется, так же как и в третьей возможной точке – около города Ейска в Краснодарском крае. При обсуждении вопроса на заседании в комитете Госдумы по энергетике первый зампредаправления СО Сергей Павлушко назвал площадку в Новочеркасске наиболее перспективной. Начальник управления жизненными циклами АЭС «Росатома» Марина Киселёва сообщила, что госкорпорация в первую очередь рассматривает площадки около Ейска и Новочеркаска «в зависимости от работы с регионами».

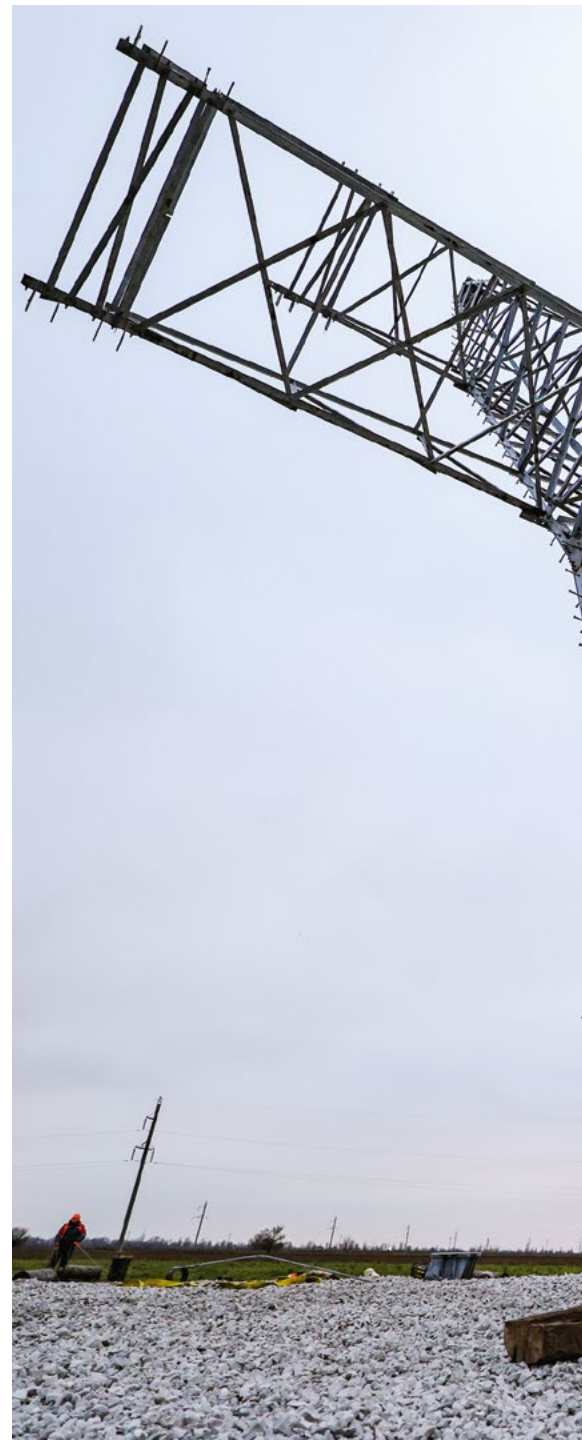
После общественного обсуждения из Генсхемы была исключена Красноярская АЭС на 5 ГВт: она избыточна и создаст проблемы традиционной для региона угольной генерации, указывали в своих обращениях физлица и Сибирская генерирующая компания, представитель которой предложил перенести проект в европейскую часть страны. Красноярская АЭС в итоге заменена на две станции по 2,51 ГВт – Северскую АЭС (Томская область, вводы 2037–2039 годов) и Сибирскую АЭС (2041–2042 годы), которая в документе приписана к Иркутской области с оговоркой об уточнении места «по результатам предпроектных проработок». Здесь же

Для закрытия растущих потребностей в энергии к 2042 году в России нужно построить почти 88,48 ГВт новых мощностей

указано, что Сибирская АЭС может быть заменена на Сибирскую ТЭС при актуализации Генсхемы в будущем.

Документ предполагает существенное наращивание мощностей гидроаккумулирующих электростанций. Пока в стране работают лишь три ГАЭС – Зеленчукская (мощность 300 МВт в турбинном и 156 МВт в насосном режиме), Загорская (1 200/1 320 МВт) и Кубанская (16/14 МВт). Из новых станций первой в 2028 году планируется ввести Загорскую ГАЭС-2 (четыре агрегата по 840/1 000 МВт), здание которой осело и было подтоплено незадолго до запуска станции в 2013 году. В 2031 году в Краснодарском крае должны заработать два агрегата по 600/660 МВт Лабинской ГАЭС, а также Балаклавская ГАЭС в Севастополе мощностью 330/400 МВт. Ещё через год планируется ввести шесть агрегатов по 1 170/1 784 МВт Ленинградской ГАЭС. Пятая гидроаккумулирующая станция мощностью 600/662 МВт появится в Приморье в 2034 году.

Из перечня ГАЭС исключён проект Селемджинской станции «РусГидро» в Амурской области мощностью 100 МВт, и в итоговом варианте Генсхемы осталось семь ГАЭС. В начале прошлого года «РусГидро» сообщало, что эта станция находится в стадии проектирования, оценка стоимости будет готова в 2025 году. Перечень актуальных проектов ГАЭС выглядит так: Мокская ГАЭС в Бурятии на 1,2 ГВт, Канкунская ГАЭС в Якутии на 1 ГВт, Тельмамская ГАЭС в Иркутской



области на 450 МВт, Нижне-Зейская ГЭС в Амурской области на 400 МВт, Нижне-Ниманская ГЭС в Хабаровском крае на 360 МВт, Крапивинская ГЭС в Кемеровской области на 345 МВт и Ивановская ГЭС в Бурятии на 210 МВт.

Планы сетевого строительства пока прописаны в Генсхеме только до 2036 года: протяжённость новых ЛЭП составит 13,8 тыс. км, трансформаторная мощ-



ность – 14,1 тыс. МВА. Для передачи электроэнергии на большие расстояния планируется строительство пяти линий электропередачи постоянного тока (ППТ). Три такие линии появятся в Сибири (на территориях Бурятии, Забайкалья, Иркутской области и Красноярского края), одна – в Амурской области и одна – в центре страны для передачи энергии от Нововоронежской АЭС в Московский регион.

«Для ППТ, предлагаемых к сооружению в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, возможным альтернативным решением может быть сооружение ЛЭП переменного тока 500 кВ, которых потребуется порядка четырёх на каждом транзите с учётом их эффективности и необходимости резервирования... Для ВЛ 500 кВ эффективность передачи мощности составляет 300–500 МВт. Альтернативный вариант с сооружением ЛЭП переменного тока 500 кВ будет значительно превышать оценочную стоимость варианта строительства ППТ. Вопросы, касающиеся потребностей в оборудовании для проектов ППТ, объёмов импорта, перспектив локализации производства, а также рисков энергетической безопасности и технологического суверенитета, следует рассматривать за рамками Генеральной схемы. Эти аспекты требуют отдельного анализа и проработки на уровне государственных программ, инвестиционных планов и стратегий развития отрасли», – говорится в комментариях к Генсхеме в ответ на вопрос об оборудовании для ППТ и их экономических показателях.

То, что вопрос денег становится ключевым, стало понятно ещё на этапе представления проекта документа. В утверждённом варианте максимальный необходимый объём инвестиций в отрасль до 2042 года (в прогнозных ценах соответствующих лет) составляет 42,6 трлн рублей с НДС: из них 40,05 трлн нужны на объекты генерации и 2,55 трлн – на электросети.

Дефицит средств на реализацию мероприятий Генсхемы в 2025–2042 годах оценён почти в 41,57 трлн рублей: при необходимой валовой выручке 140,05 трлн прогнозный показатель составит 98,49 трлн. Необходимая среднотпускная цена электроэнергии и мощности с учётом тарифа на передачу должна равняться 11,67 рубля за 1 кВт•ч при прогнозной в 8,21 рубля. На финальном этапе действия Генсхемы в 2037–2042 годах диспаритет превысит 5 рублей: при сохранении текущих принципов тарифного

и ценового регулирования энергоцены составят 9,6 рубля за 1 кВт•ч при необходимой ставке 14,67 рубля.

На фоне огромного дефицита средств в отрасли Минэнерго предлагает направлять на инвестиции дивиденды компаний, распространить на отрасль действие Фабрики проектного финансирования и налоговые льготы, заявил в декабре замминистра энергетики Евгений Грабчак, выступая в Совете Федерации. В сентябре министерство уже озвучивало предложение направить на инвестиции вместо дивидендов прибыль за 2023 год подконтрольного государству «РусГидро», но необходимое решение правительства не принято до сих пор.

Вариант экономии примерно четверти непокрываемых пока потребностей Генсхемы в феврале на энергофоруме РСПП предложили промышленные потребители. Объём вводов их собственной генерации до 2042 года может составить 15–17 ГВт, хотя более реалистичной является цифра 10 ГВт, заявил глава набсовета Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» (АСПЭ) Владимир Туликин. Ввод 10 ГВт промгенерации позволит снизить дефицит средств на реализацию Генсхемы на 10–12 трлн рублей, следовало из его презентации. Однако для реализации этого плана необходимо в первую очередь снять нормативные ограничения, действующие в отношении промгенерации, что позволит крупной промышленности самостоятельно решать проблему энергообеспечения в названном объёме, сообщил глава АСПЭ.

Кроме того, потребители выступают за возможность заключать с энергокомпаниями договоры на строительство мощностей для своих нужд, предусматривающие более эффективные и разнообразные формы финансирования, чем договоры предоставления мощности. Среди возможных форм таких соглашений они называют прямые инвестдоговоры (аналоги распространённых за рубежом контрактов на поставку мощности – PPA); контракты на разницу цен, когда государство доплачивает генераторам, если цена рынка уходит ниже прописанной в контракте, и изымает – если поднимается выше; а также систему эскроу-счетов, которая предполагает поэтапное получение денег компанией, строящей энергоблок. Последний вариант особенно актуален, так как позволяет привлечь проектное финансирование под 4–9%, что несопоставимо с текущими ставками по кредитам, отмечают в АСПЭ.

→

Федеральная антимонопольная служба (ФАС) продолжает вносить значимые корректировки в систему тарифного регулирования. После успешного опыта внедрения метода эталонных затрат для энергосбытовых компаний ведомство планирует распространить эту практику на сферу теплоснабжения, начав в 2026 году со сбыта тепла. «Энергия без границ» спросила участников рынка о том, как они оценивают инициативу регулятора.

ЭКСПЕРТЫ:

Сергей Васильев, заместитель генерального директора – коммерческий директор АО «РИР Энерго»

Роман Яценко, заместитель генерального директора ПАО «Т Плюс»

**От редакции:
позиция регулятора**

Предлагая поэтапное внедрение эталонов в теплоснабжении, ФАС пояснила, что такой подход в ценообразовании позволит повысить прозрачность и эффективность расходов, учитываемых в тарифах.

Тарифы на тепло содержат в себе три составляющие – производство, передачу и сбыт. Антимонопольная служба планирует на первоначальном этапе распространить метод эталонов для одной из составляющих – бытовой деятельности.

Согласно проекту постановления правительства, который представила ФАС, внедрение изменений и достижение стабильной унификации расчётов планируются с 2026 года с применением переходного периода. Тарифы на отопление для населения будут, как и прежде, устанавливаться с учётом всех ограничительных предельных индексов платы граждан.

«Суть метода эталонных затрат заключается в том, что нормируются расходы компании для осуществления её деятельности. Кроме того, будут определены базовые составляющие затрат, которые могут применяться к организациям с различными масштабами деятельности. В таких случаях возможно внедрение регулирования тарифов методом эталонов с учётом таких параметров, как количество потребителей и региональные особенности», – пояснили в антимонопольной службе.

В рамках разработки подходов применения нового механизма ФАС проанализировала и систематизировала основные технико-экономические параметры во всех субъектах РФ, что предварительно позволило сформировать 25 кластеров регионов по схожим компонентам затрат.

Применение эталонного метода показало сокращение разброса величины расходов на сбыт тепловой энергии регулируемых организаций с 14 до 4 раз.





Сергей Васильев

Э

талонные затраты в теплоснабжении – важная инициатива, но требующая вдумчивого подхода.

Идея внедрения эталонных затрат в теплоснабжении обсуждается уже давно. Основная цель этой инициативы – сделать регулирование отрасли более прозрачным, упростить ценообразование и создать единую методологию определения затрат для теплоснабжающих организаций. Однако практика показывает, что реализовать это на всех этапах производства, транспортировки и сбыта тепловой энергии крайне сложно.

Методология определения эталонных затрат обычно строится на анализе данных разных предприятий: собираются показатели множества компаний, от малых котельных до крупных ТЭЦ, затем на их основе выстраивается математическая модель. По задумке, это должно позволить вывести идеальные параметры затрат, которые будут использоваться при регулировании отрасли.

В энергетике уже есть успешный пример эталонных затрат – в энергосбытовой деятельности в сегменте гарантирующих поставщиков. Однако практика создания такой модели в производственном сегменте выявила серьёзные проблемы. Главная сложность – корректное описание модели, с которым согласились бы все участники рынка.

В отличие от энергосбытовой деятельности, где затраты более предсказуемы и подвержены меньшему числу переменных, в производстве тепловой энергии слишком много зависимостей, которые сложно формализовать в виде эталонных показателей. Например, у одной компании может быть три котельные, а у другой – несколько ТЭЦ и десятки котельных. Их затраты будут разными, поскольку зависят от множества факторов, включая особенности оборудования,

Главный вопрос – насколько объективными будут эталонные параметры и смогут ли они учитывать региональные особенности. Успешному внедрению может способствовать поэтапный подход, начиная с пилотных регионов.

Сергей Васильев



логику топлива, климатические условия. Также важно учитывать состояние теплосетевого комплекса и количество подключённых потребителей. В одном городе на тысячу километров теплосетей может быть миллион потребителей, а в другом – 300 тысяч. Затраты будут точно так же различаться. Разрешить этот узел вопросов – очень сложная задача.

Единственным реалистичным в ближайшей перспективе вариантом видится внедрение эталонных затрат в тепло-сбытовой деятельности. В отличие от производства, сбытовая функция предполагает единый набор задач: выставление счетов, работу с потребителями, управление дебиторской задолженностью. Здесь можно чётко зафиксировать, какие расходы должны быть заложены в тариф (например, затраты на печать квитанций, биллинговые системы, работу клиентских центров, расходы, связанные с задолженностями потребителей, и др.).

И это было бы действительно полезно для теплогенерирующих компаний. Поскольку доля сбытовой составляющей в общем тарифе зависит от структуры затрат в конкретном регионе, унификация подходов позволит установить единые правила. Особенно это важно на фоне растущего тренда на заключение прямых договоров с потребителями в теплоснабжении.

Вместе с тем внедрение эталонных затрат даже в бытовом сегменте требует серьёзной работы над методологией. Главный вопрос – насколько объективными будут эталонные параметры и смогут ли они учитывать региональные особенности. Успешному внедрению может способствовать поэтапный подход, начиная с пилотных регионов и постепенного расширения модели.



Роман Яценко

Внедрение эталонных затрат в сегменте сбыта тепла будет носить в целом для отрасли сугубо положительный характер. Сегодня регулирование в этой сфере осуществляется привычным методом «затраты плюс», который не содержит в своей основе элементов экономического стимулирования. Эта система не подталкивает участников отрасли к экономии путём повышения эффективности, а скорее побуждает регулируемые организации полностью расходовать закладываемые в тариф средства, потому что непотраченное будет изъято из тарифа в следующем периоде.

При этом у регулятора ежегодно возникает необходимость в рамках установленных ограничений на рост тарифа принимать индивидуальные решения по перераспределению тарифных средств между участниками рынка. Использование метода «затраты плюс» (вне зависимости от того, о какой регулируемой отрасли мы говорим) вынуждает рассматривать каждую статью затрат в отдельности (зарплата, ремонт, закупка оборудования и др.). Однако в силу объективных причин рассмотреть все нюансы для всех регулируемых организаций – на практике задача невыполнимая. Расходятся огромные кадровые и временные ресурсы как в органах власти, так и в организациях. Вместо возможной созидательной работы ресурсы идут на длительные споры и поиск хотя бы в минимальной степени устраивающего стороны решения. В конечном счёте от использования такого подхода страдают наши потребители.

Переход на эталонный метод регулирования позволяет оптимизировать тарифные кампании, минимизировать необходимость использования субъективных оценок при вынесении тарифных решений и, главное, дать реальный



стимул для отрасли повышать свою эффективность, не забывая о соблюдении всех установленных стандартов. После такого перехода мы сможем обрести уверенность, что повышение эффективности бизнеса даст нам финансовые возможности для развития, а значит, повышения качества и доступности наших услуг для потребителей.

Переход на эталоны в сбыте тепла серьёзно облегчит работу самих регуляторов и повысит её прозрачность: эталоны всегда можно сравнить внутри региона, между регионами. То есть это защищает и регулятора, и отрасль в силу лёгкости проверки.

Эталоны – это в первую очередь про разумный баланс между качеством и стоимостью оказываемых услуг, приведённый к какой-либо единице измерения (на одну единицу условного оборудования или на одного обслуживаемого клиента). В силу специфики бизнеса такой подход проще всего внедрять именно в бытовом сегменте.



Эталоны – это в первую очередь про разумный баланс между качеством и стоимостью оказываемых услуг, приведённый к какой-либо единице измерения.

Роман Яценко

ни для потребителей ничего не изменится. В остальных же муниципалитетах, где сохраняется обычное регулирование, мы рассчитываем в будущем воспользоваться новой эталонной методикой.

Экспертное сообщество первично уже обсуждало дальнейшее распространение эталонных принципов на смежные сегменты, но такой переход не всегда рационален в силу отраслевой специфики. Так, после многочисленных дискуссий мы пришли к выводу, что внедрение эталонов в теплосетях крайне затруднительно в силу того, что практически в каждом конкретном случае это индивидуальные решения, которые пока сложно привести к единому знаменателю для выбора той самой условной единицы. Поэтому, несмотря на все преимущества эталонов, в теплосетях от них пока решили отказаться.

С другой стороны, эталоны можно распространять на сегмент тепловой генерации – котельные и ТЭЦ. По сути, это будет применением усечённого метода альткотельной, когда эталонные затраты на производство будут мотивировать повышать эффективность на отдельно взятом источнике. Насколько мне известно, в высокой степени готовности к внедрению находятся эталоны в электросетях. Там используется больше стандартизированных решений, и картинка, в отличие от тепловых сетей, получается достаточно чёткой, хотя и имеет свои региональные и географические особенности.

Резюмируя, скажу, что ПАО «Т Плюс», работая на конкурентных рынках, всегда выступало и продолжает выступать за совершенствование методов и способов регулирования, которые дают правильные экономические сигналы участникам, призваны повышать качество предоставляемых услуг и удовлетворённость наших потребителей.

Так, например, в бытовом секторе электроэнергетики эталоны успешно применяются уже пять лет. Там установлены чёткие требования по обслуживанию клиентов – необходимость наличия кол-центра, онлайн-каналов обслуживания, соблюдения сроков выставления счетов, порядка заключения договоров и т. д. Процесс становится понятнее и прозрачнее для всех участников. В итоге это позволяет каждому участнику управлять своей внутренней эффективностью, регулятору – оставаться нейтральным и справедливым, а потребителю – получать качественное обслуживание.

Методические рекомендации по расчёту эталонов, которые появляются после принятия принципиального решения об их внедрении, будут учитывать региональные особенности: как размерность (крупные и малые города, посёлки и т. д.), так и специфику территорий с точки зрения экономики. Ни для кого не секрет, что удельные затраты на обслуживание потребителей

в крупном мегаполисе существенно отличаются от показателей для небольшого райцентра. Я могу говорить об этом с уверенностью, так как мы видим практику применения эталонов в сегменте сбыта электроэнергии. Все особенности и региональные отличия учитываются, определяются физические параметры (количество точек поставки, лицевых счетов и пр.), а ценовые индексы корректируются в зависимости от региона.

Здесь важно отметить, что муниципальные образования, перешедшие на тарифообразование по методу альтернативной котельной, воспользоваться опцией эталонных затрат на сбыт тепловой энергии уже не смогут. По сути, альткотельная – это тоже эталонный метод, но более широкий, он включает в себя все затраты на обеспечение надёжного теплоснабжения (производство, передачу и сбыт). Так, например, из всей зоны деятельности «Т Плюс» 23 муниципальных образования уже перешли на альткотельную, так что здесь ни для нас,





▲ Подземная АЭС Красноярского горно-химического комбината

Долгий путь малого атома

текст: Юрий Юдин

Многие десятилетия малая атомная генерация в России оставалась в тени своего старшего собрата – СССР нуждался в огромных объёмах электроэнергии, и блоки АЭС на сотни мегаватт, а затем и на гигаватты были в приоритете. Самым успешным в стране примером атомной станции малой мощности (АСММ) оказалась Билибинская АЭС. Теперь, спустя 50 лет, когда она выводится из эксплуатации, «Росатом» готов к массовому строительству малых АЭС нового типа как в России, так и за рубежом. В номере ЭБГ, который вы держите в руках, мы расскажем об истории малой атомной генерации в СССР, в следующем номере – о текущем развитии этого направления энергетики в России.

История малой атомной генерации началась в тот момент, когда советским учёным удалось укротить ядерную энергию для мирных целей. В 1964 году, через десять лет после пуска первой промышленной АЭС в Обнинске с реактором на 5 МВт, был запущен первый блок мощностью 100 МВт на Белоярской АЭС – первой промышленной атомной электростанции большой мощности в СССР. С тех пор внимание атомщиков в основном было сосредоточено на увеличении единичной мощности реактора – растущая социалистическая промышленность требовала всё больше электроэнергии. За 60 лет благодаря развитию технологий мощность флагманских установок выросла в 12 раз, о чём свидетельствуют реакторы ВВЭР-1200 на 1,2 ГВт.

Движение в обратном направлении, в сторону уменьшения мощности реакторов, оказалось не столь успешным в силу объективных причин: технологические решения были найдены, но до этапа промышленной реализации большинство из них не добралось.

В начале 1960-х годов в Физико-энергетическом институте Обнинска («Лаборатория В») была создана транспортная атомная электростанция (ТЭС-3). На базе двух удлиненных шасси тяжелого танка Т-10 был размещён двухконтурный гетерогенный водо-водяной реактор электрической мощностью 8,8 МВт, ещё две самоходные платформы занимали турбины, генератор и другое оборудование. Общий вес установки превысил 300 тонн, так что для обеспечения приемлемого давления гусениц на грунт их пришлось расширять. Кроме того, после перемещения требовалось длительное время на развёртывание станции: необходимо было установить внушительных размеров воздушный радиатор, в котором охлаждалась вода, и соединить модули кабелями и трубопроводами.

Несмотря на вполне успешные испытания, ТЭС-3 в серию не пошла, в частности из-за большого количества используемой воды, пригодных источников которой на Севере, в том числе в тундре, где транспортные АЭС намеревались использовать для снабжения секретных военных объектов, недостаточно. Но работы были продолжены, атомщики проектировали ТЭС-7 и ТЭС-8. В 1973 году при Институте ядерной энергетики «Сосны» в Белоруссии было создано специальное конструкторское бюро, занявшееся разработкой передвижных ядерных источников, в основу

В 1950-х годах для нужд военных в Красноярском крае был реализован проект первой в мире подземной АЭС

которых были положены предыдущие наработки в рамках проектов ТЭС.

В «Соснах» была разработана передвижная АЭС «Памир-630Д» – источник энергии электрической мощностью 670 кВт (тепловая мощность – 4,95 МВт) для стационарных и передвижных объектов в труднодоступных регионах на базе тягача МАЗ-537 с двумя специальными полуприцепами. На одном из полуприцепов грузоподъемностью 65 тонн размещались реактор с биозащитой, система аварийного расхолаживания, шкаф распределительного устройства собственных нужд и два автономных дизель-генератора по 16 кВт. На второй платформе был установлен турбогенераторный блок, в двух вспомогательных автомобилях находились системы автоматизированного управления защиты и контроля, а также вспомогательный энергоблок с двумя резервными дизель-генераторами по 100 кВт. Установку можно было перевозить железнодорожным, морским и авиационным транспортом.

По прибытии «Памира-630Д» на место реакторный и турбогенераторный блоки устанавливались на домкратах рядом друг с другом и соединялись трубопроводами с герметичными сочленениями. Колёса с прицепами снимались и отвозились в безопасную зону, блоки управления и резервная энергоустановка ставились не ближе 150 м от реакторного блока, чтобы обеспечить радиационную безопасность 28 сотрудников, обслуживавших передвижную АЭС. Электрический пуск первого реактора состоялся 24 ноября 1985 года, испытания продолжались до сентября 1986-го. Экспериментальный образец отработал в разных режимах около 3,5 тысячи часов, дважды выводился на проектную мощность.

Проблемой проекта стал теплоноситель, в качестве которого использовался тетраоксид азота. Ему свойственна крайне высокая коррозионная агрессивность, что создавало риски прорыва контура турбогенератора. В тепло-

носитель добавили монооксид азота (раствор получил название «нитрин»), что несколько снизило коррозионность, но полностью проблему не решило. Утечка теплоносителя представляла высокую опасность для персонала: тетраоксид азота моментально реагировал с водой (например, в лёгких при вдыхании) и превращался в азотную кислоту. Риски реализовались: при первоначальных испытаниях произошёл прорыв, один из сотрудников конструкторского бюро погиб, вдохнув ядовитые пары. Впрочем, причиной закрытия проекта стала чернобыльская катастрофа – после неё было принято решение прекратить разработку «Памира». В качестве одной из главных причин остановки работ была названа «недостаточная научная обоснованность выбора теплоносителя». Научно-исследовательский реактор ликвидировали, а тягачи с оборудованием демонтировали. Одна из сохранившихся деталей – металлическая конструкция активной зоны реактора – установлена



▲ ТЭС-3



▲ Билибинская АЭС

на территории института «Сосны» в виде части декоративного фонтана. Вторая – часть труб из нержавеющей стали парогенератора – служила в качестве декорации в ночном клубе «Реактор» в Минске, закрытом в 2013 году.

Параллельно для нужд военных был реализован проект первой в мире подземной АЭС в Красноярском крае, где в 1950 году началось строительство комбината по производству оружейного плутония, рядом с которым вырос город Железногорск. В 1958 году в скальных породах на глубине 200 м был запущен первый реактор АД, пуски АД-1 и АД-2 состоялись в 1961 и 1964 годах. Все три установки – уранграфитовые реакторы на тепловых нейтронах канального типа с водяным охлаждением. Они были предназначены только для наработки плутония: вода, охлаждающая их, сбрасывалась в Енисей, при этом её радиоактивность достигала 3 тысяч мкР/ч (в 150–200 раз выше естественного фона). Модификация реактора – АДЭ-2 – также использовалась для выработки электроэнергии, горячей воды и отопления Железногорска, что породило проблему при выводе её из эксплуатации в 2010 году: сначала отопление обеспечивала мазутная генерация комбината, в 2012 году была введена ТЭЦ.

Наиболее удачным из всех советских проектов малой атомной генерации стала Билибинская АЭС, запущенная в 1974–1975 годах: три из четырёх её блоков по 12 МВт работают до сих пор. Об этом проекте и современных инновационных разработках «Росатома» мы расскажем в следующем номере.

Отец лампочки

По материалам Президентской библиотеки, «Системного оператора ЕЭС»

В прошлом номере журнала мы рассказывали о Павле Яблочкове, электрическая свеча которого произвела переворот в технике электроосвещения. К сожалению, успех этой технологии был недолог, в течение нескольких лет её потеснила лампа накаливания. Одним из основных изобретателей привычной нам лампочки стал Александр Николаевич Лодыгин.

Он родился 6 октября 1847 года в селе Стеньшино Тамбовской губернии в небогатой дворянской семье. В 1859 году поступил в подготовительные классы Воронежского кадетского корпуса. После их окончания в 1865 году стал юнкером в пехотном Белёвском полку, а затем ещё три года учился в Московском юнкерском пехотном училище.

В 1870 году г-н Лодыгин подаёт рапорт об отставке и переезжает в Санкт-Петербург, где вольнослушателем посещает занятия по физике, химии, механике в Технологическом институте. Тогда же он разработал конструкцию летательного аппарата и предложил её Комитету национальной обороны Франции. Предложение было принято, но окончание Франко-прусской войны сделало изобретение неактуальным, и работы были свернуты. После возвращения на родину Александр Николаевич поступил на службу в общество нефтяного газа «Сириус», где начал работать над созданием электрической лампы накаливания.

В 1871 году г-н Лодыгин подготовил проект водолазного скафандра, позволяющего с помощью кислородно-водородной смеси находиться под водой автономно. При этом кислород вырабатывался прямо из воды путём процесса электролиза.

В 1872 году изобретатель подал заявку на выдачу привилегии на изобретённый им «способ и аппараты электрического освещения» и вскоре получил патент № 1619 от 11 июля 1874 года на угольную лампу накаливания. Это изобретение он запатентовал и в Австрии, Великобритании, Франции, Бельгии и других странах. В лодыгинской лампе телом накала служил тонкий стерженёк из ретортного угля, помещённый под стеклянный колпак. В 1873 году г-н Лодыгин демонстрировал образцы изобретённой им электрической лампы накаливания в физической аудитории Петербургского технологического института. Он проводил опыты по электрическому освещению кораблей, предприятий, улиц. В 1874 году за изобретение лампы специальная комиссия, созданная



Александр Лодыгин
1847–1923 гг.

Изобретатель и предприниматель. Известен прежде всего как один из создателей лампы накаливания

на физико-математическом отделении Академии наук, присудила ему Ломоносовскую премию. В том же году в России было организовано «Товарищество электрического освещения А. Н. Лодыгин и К°». На Венской электротехнической выставке 1884 года представленные лодыгинские лампы по многим показателям превосходили зарубежные. Изобретение г-на Лодыгина было усовершенствовано Томасом Эдисоном, но его лампочка накаливания загорелась в 1879 году, через шесть лет после того, как Петербург был освещён лодыгинскими лампами.

Творцы электросвета Александр Лодыгин и Павел Яблочков были одногодками и знали друг друга, а в 1878–1884 годах Александр Николаевич служил инженером на электромеханическом заводе в Санкт-Петербурге, принадлежавшем «Товариществу электрического освещения П. Н. Яблочков-изобретатель и К°».

В 1880 году Александр Николаевич выступил одним из основателей электротехнического отдела Русского технического общества. Спустя четыре года изобретатель, имевший связи с революционерами-народниками, принял решение уехать за границу. Несколько лет он работал в Париже, а в 1888 году переехал в Америку, где устроился на ламповый завод фирмы Westinghouse.



Sergei Afanasev / Shutterstock.com / FOTODOM

Александр Лодыгин первым предложил наполнять лампы инертным газом и использовать в них вольфрамовые нити, закрученные в форме спирали

В 1890-х годах г-н Лодыгин изобрёл несколько типов ламп накаливания с металлическими нитями. В 1893 году он обратился к нити накала из тугоплавких металлов, которую применял в Париже для мощных ламп. Учёный первым предложил использовать в лампах вольфрамовые нити и закручивать их в форме спирали, а также стал откачивать из ламп воздух, чем увеличил срок службы во много раз. Другим изобретением, направленным на увеличение срока службы ламп, стало наполнение их инертным газом. Свои патенты, в том числе на лампы с нитями из тугоплавких металлов, Александр Николаевич продал американской компании General Electric в 1906 году.

В 1900–1905 годах под его руководством было построено и введено в эксплуатацию несколько заводов для производства феррохрома, ферровольфрама, ферросилиция. Также он работал инженером по освещению при строительстве метрополитена в Нью-Йорке.

Помимо электрических ламп, Александр Лодыгин конструировал приборы электрического отопления, электрические печи для плавки металлов и руд, закалочные печи, респираторы с электролитическим получением кислорода для дыхания. Занимался он и работами, связанными с электрической тягой и электрификацией кустарных промыслов. Большое число усовершенствований

и технических нововведений было им запатентовано в США и в других странах.

В 1907 году семья Лодыгиных вернулась в Россию. Учёный привёз не только целую серию изобретений в чертежах и набросках, но и множество идей относительно инженерного образования. Оценивая опыт, приобретённый за границей, он считал наличие дистанционного обучения одним из ключевых факторов прогресса в США и горячо рекомендовал эту модель для России.

Александр Николаевич преподавал в Электротехническом институте, работал в строительном управлении Николаевской железной дороги. В 1914 году под его руководством должны были начаться работы по электрификации Олонечкой и Нижегородской губерний, но начавшаяся Первая мировая война помешала планам.

После Февральской революции 1917 года изобретатель покинул Россию и вернулся в США, где занимался конструированием и строительством электрических печей, установок для плавки металлов и руд. В 1920 году советские власти приглашали его вернуться в Россию для участия в разработке плана ГОЭЛРО, но этому воспрепятствовала тяжёлая болезнь Александра Николаевича. Он скончался 16 марта 1923 года в Нью-Йорке, похоронен на Эвергринском кладбище в Бруклине.



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

апрель

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30											

2 апреля



Пельмский Олег Анатольевич
1962 г.
генеральный директор АО «Томская генерация»

3 апреля

Садовничий Виктор Антонович
1939 г.
ректор Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова

5 апреля



Пономарёв Фёдор Борисович
1973 г.
генеральный директор АО «Екатеринбург-энергосбыт»

Толочек Евгений Викторович
1975 г.
президент ПАО «НК «РуссНефть»

6 апреля



Афанасьев Сергей Владимирович
1980 г.
генеральный директор АО «Единый информационно-расчётный центр Ленинградской области»

Кутепов Андрей Викторович
1971 г.
председатель Комитета Совета Федерации по экономической политике



Сергеев Максим Евгеньевич
1977 г.
генеральный директор ООО «Интер РАО – Экспорт»

7 апреля

Александров Анатолий Александрович
1951 г.
президент Московского государственного технического университета им. Н. Э. Баумана



Матвиенко Валентина Ивановна
1949 г.
председатель Совета Федерации РФ

9 апреля

Сазонов Сергей Михайлович
1956 г.
генеральный директор АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

10 апреля



Жучков Александр Николаевич
1960 г.
директор филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Китаев Владислав Николаевич
1978 г.

руководитель протокола Администрации Президента РФ

11 апреля

Каспаров Орест Сетракович
1973 г.
заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию РФ

12 апреля



Силуанов Антон Германович
1963 г.
министр финансов РФ

14 апреля



Вексельберг Виктор Феликсович
1957 г.
основатель АО «Группа компаний «Ренова», сопредседатель Ассоциации развития возобновляемой энергетики

Одинцова Людмила Викторовна
1964 г.
директор Саратовской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

15 апреля



Хмарин Виктор Викторович
1978 г.
председатель правления – генеральный директор ПАО «РусГидро»

17 апреля

Дашков Роман Юрьевич
1976 г.
главный исполнительный директор ООО «Сахалинская Энергия»

19 апреля

Поваров Владимир Петрович
1957 г.
заместитель генерального директора – директор Нововоронежской АЭС – филиала АО «Концерн Росэнергоатом»

23 апреля

Селезнёв Кирилл Геннадьевич
1974 г.
генеральный директор ООО «РусХимАльянс»

24 апреля



Москвитин Александр Петрович
1974 г.
генеральный директор ООО «Энергосбыт Волга»



Петров Максим Георгиевич
1980 г.
директор ООО «БашПТС»

26 апреля



Андронов Михаил Сергеевич
1969 г.
генеральный директор ООО «Русэнергобыт»



Лебедь Дмитрий Викторович
1966 г.
директор филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

27 апреля



Пономарёв Алексей Петрович
1965 г.
директор Уфимской ТЭЦ-4 – филиала ООО «БГК»

30 апреля

Красных Борис Адольфович
1950 г.
председатель научно-технического совета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

май

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31								

5 мая



**Рубцов
Антон
Сергеевич**
1985 г.

директор департамента
нефтегазового
комплекса
Минэнерго РФ

7 мая

**Кулапин Алексей
Иванович**
1970 г.

генеральный директор
ФГБУ «Российское
энергетическое агент-
ство» Минэнерго РФ

8 мая



**Мордавченков
Евгений
Николаевич**
1979 г.

директор
ООО «Башэнерготранс»

9 мая

**Данилов-Данильян
Виктор Иванович**
1938 г.

научный руководитель
Института водных
проблем РАН, член-
корреспондент РАН

**Мамаев Геннадий
Александрович**
1953 г.

генеральный директор
АО «Электромашинно-
строительный завод
«Лепсе»

**Мартынов
Вячеслав
Владимирович**
1975 г.

генеральный директор
ОАО «Всероссийский
теплотехнический
научно-исследователь-
ский институт» (ВТИ)

**Серета Михаил
Леонидович**
1970 г.

член Совета директоров
ПАО «Газпром»,
первый заместитель
генерального директора
ООО «Газпром
экспорт»

10 мая

**Любимов Юрий
Сергеевич**
1977 г.

член правления, первый
заместитель гене-
рального директора
ПАО «РусГидро»

11 мая

**Пятигор
Александр
Михайлович**
1980 г.

генеральный дирек-
тор ПАО «Россети
Московский регион»

13 мая

**Муллагалиев
Илдус Рафисович**
1973 г.

директор
Нижнекамской
ГЭС – филиала
АО «Татэнерго»

14 мая



**Шабарин Денис
Евгеньевич**
1972 г.

генеральный директор
АО «Единый
информационно-
расчётный центр
Санкт-Петербурга»

18 мая



**Шульгинов
Николай
Григорьевич**
1951 г.

председатель Комитета
Государственной
Думы РФ по энергетике

20 мая

**Кулаев
Андрей
Викторович**
1971 г.

управляющий директор
филиала
«Смоленская
генерация»
АО «РИР Энерго»

**Торсунов Вячеслав
Юрьевич**
1968 г.

генеральный директор
ПАО «Россети
Северо-Запад»

22 мая

**Хазиев Раузил
Магсумьянович**
1959 г.

генеральный директор
АО «Татэнерго»

24 мая

**Кузнецов Сергей
Владимирович**
1969 г.

директор
ООО «Эн+ Гидро»

25 мая

**Мерзлякова
Галина Витальевна**
1958 г.

ректор Удмуртского
государственного
университета

26 мая



**Баранов Юрий
Алексеевич**
1963 г.

генеральный директор
ООО «Омская
энергосбытовая
компания»

27 мая



**Екимова
Элина Николаевна**
1975 г.

генеральный директор
ПАО «Саратовэнерго»

28 мая



**Богданов
Владимир
Леонидович**
1951 г.

генеральный директор
ПАО «Сургутнефтегаз»



**Вологжанин
Дмитрий
Евгеньевич**
1975 г.

директор ассоциации
«Совет производителей
энергии»

29 мая

**Бусоргин
Владимир
Алексеевич**
1955 г.

директор филиала
«Свердловский»
ПАО «Т Плюс»

**Зюзин Игорь
Владимирович**
1960 г.

председатель
Совета директоров
ПАО «Мечел»





«Силовые машины» изготовили первую газовую турбину большой мощности ГТЭ-170 для проекта создания на Каширской ГРЭС «Интер РАО» двух парогазовых дубль-блоков общей мощностью более 900 МВт. В феврале турбина была доставлена на строительную площадку.

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

«ИНТЕР РАО»
«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«МОСЭНЕРГО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«РОССЕТИ ЦЕНТР»
«РОССЕТИ УРАЛ»
«РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО»
ТГК-1
«ЮНИПРО»
«МОСЭНЕРГОСБЫТ»
ФСК

«ЛУКОЙЛ»
«РОСНЕФТЬ»
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»
«СТРОЙГАЗМОНТАЖ»
СУЭК
«БАШНЕФТЬ»
«ЭНЕРГОПРОМ»
СТНГ
«ГАЗПРОМ ПХГ»
«ЯМАЛ СПГ»
«ЭН+ ГРУП»

«РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН»

Видео

«РУСГИДРО»
СУЭК
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Веб-издания

«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«ПЕРЕТОК.РУ»

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчёты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

119435, Российская Федерация, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40 | Факс: +7 (495) 664-88-41
www.interrao.ru, editor@interrao.ru