Сбалансированное развитие

рынки **03.09.2025** 10:27 Анна Владимирова



Колымская ГЭС. Фото: Zoonar Gmbh / Alamy / Legion-Media

Потребление электроэнергии на Дальнем Востоке продолжает расти. В связи с запуском новых промышленных и инфраструктурных проектов в регионе к 2030 году требуется новая генерация. Председатель правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Фёдор Опадчий рассказал «Компании», какие шаги для устранения прогнозируемого дефицита энергии будут предприняты в ближайшее время.

— Как выглядит Дальний Восток на энергетической карте страны? Какие особенности региона можно выделить в первую очередь?

— На Дальнем Востоке нет привычной «географической» привязки энергосистемы к региону. Основная часть потребления электроэнергии относится к Объединенной энергосистеме Востока (ОЭС Востока), которая сегодня работает изолированно от Европейской и Сибирской части Единой энергетической системы России (ЕЭС России). Кроме того, значительная часть территории включает в себя четыре технологически изолированные энергосистемы — Сахалин, Камчатка, Магадан и Чукотка, а еще —большие территории с децентрализованным энергоснабжением. Важно помнить и о Бурятии с Забайкальем: административно они входят в Дальневосточный федеральный округ, но с точки зрения электроэнергетики — «подключены» к ОЭС Сибири и не имеют постоянно работающих связей с ОЭС Востока.

В целом Дальний Восток в энергетике — это мозаика централизованных и изолированных систем, а также зон децентрализованного энергоснабжения, в каждой из которых — свои вызовы и решения.



Федор Опадчий, председатель правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Фото: пресс-служба

— Какие проблемы объединяют этот непростой регион?

— Спрос на энергию вслед за реализацией крупных экономических проектов растет здесь намного быстрее, чем в среднем по стране. И на всей огромной территории остро стоят вопросы дефицита энергии и потребности в новых мощностях и модернизации сетей.

На существующую тепловую генерацию влияет высокая аварийность, что обусловлено большим износом далеко немолодого оборудования и повышенной нагрузкой. Еще один важный фактор — зависимость ОЭС Востока от фактических запасов гидроресурсов ввиду значительной доли ГЭС в энергобалансе. В периоды маловодья, когда возникают ограничения на выработку гидроэлектростанциями, нагрузка на тепловую генерацию дополнительно возрастает.

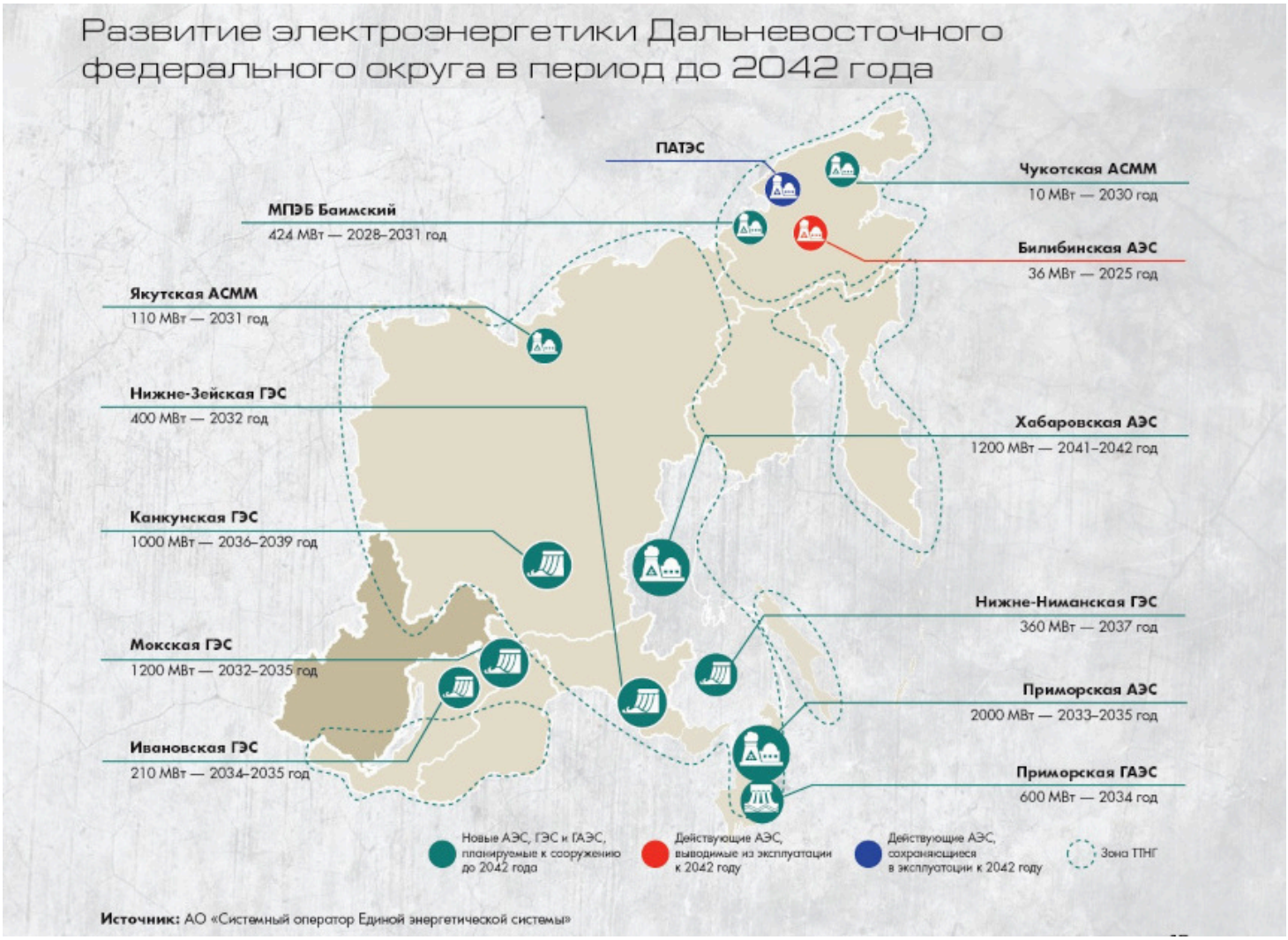
— В Схеме и Программе развития электроэнергетических систем на 2025–2030 годы (СиПР) ОЭС Востока отнесена к числу территорий технологически необходимой генерации. Это означает, что здесь в первую очередь необходимо строить новые электростанции. Что планируется сделать?

— Согласно документам перспективного планирования, до 2030 года в ОЭС Востока требуется дополнительный к уже принятым ранее решениям ввод более 600 МВт так называемой традиционной тепловой генерации и не менее 1700 МВт — возобновляемых источников энергии. Также необходимо завершить уже реализуемые проекты по вводу, расширению или модернизации действующих электростанций: Артемовской ТЭЦ-2, Партизанской ГРЭС, Владивостокской ТЭЦ-2, Приморской ГРЭС, Шепаловской ТЭС, Хабаровской ТЭЦ-4, Нерюнгринской ГРЭС, Свободненской ТЭС, Якутской ГРЭС, Якутской ГРЭС-2, Южно-Якутской ТЭС, ГПЭС Вилюйск, Светлинской ГЭС.

Для покрытия локальных дефицитов мощности в ОЭС Востока планируется новая традиционная генерация — тепловые электростанции (ТЭС) на угле и газе. Поиск инвесторов будет проходить через механизм конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО).

Также на Востоке планируется развитие сетевой инфраструктуры, в частности строительство линий 220 кВ Таксимо — Чара, Даурия — Могоча, Южно-Якутская ТЭС —Нижний Куранах и линий 500 кВ Хабаровская — Комсомольская и Приморская ГРЭС —Варяг. Предусмотрено развитие сети 220 кВ на Камчатке.

Отдельных решений требуют изолированно работающие Сахалинская, Чукотская и Камчатская энергосистемы, где также необходим ввод новой генерации.



— Можно ли закрыть дефицит только с помощью быстровозводимых солнечных или ветряных станций?

— Для ОЭС Востока определена технически обоснованная доля ВИЭ, при которой комбинация действующих и новых генерирующих мощностей будет эффективной. Как я уже сказал, это порядка 1,7 ГВт СЭС и ВЭС, но значительно больше этого объема строить при текущем уровне потребления и структуре другой генерации не целесообразно.

Поскольку выработка электроэнергии такого типа не является гарантированной, в энергосистеме должна быть и традиционная генерация, которая обеспечит поддержание энергобаланса и при отсутствии ветра или в пасмурную погоду. На Востоке есть ГЭС, способные «подстраховать» ВИЭ, но сейчас еще больший объем СЭС с ВЭС эффективно интегрировать в энергосистему Востока не получится, так как возможностей для «подстраховки» уже не хватает. И тогда придется ограничивать выработку ВИЭ и все равно строить традиционные типы электростанций.

Для реализации планов по строительству ВИЭ-генерации по распоряжению правительства уже состоялся дополнительный конкурсный отбор проектов, итоги которого были подведены 31 июля. Отобраны проекты суммарной мощностью более 1500 МВт: ветроэлектростанции — более 500 МВт в Амурской области и Хабаровском крае, солнечные электростанции — более 1000 МВт в Амурской области и Еврейской автономной области.

— Этих шагов достаточно, чтобы к 2030 году победить энергодефицит в регионе?

— При сохранении прогнозируемой динамики роста спроса и успешной реализации запланированных проектов к 2030 году энергодефицит не ожидается, а параметры энергосистемы, включая величину резервов, должны быть приведены к нормативным значениям.

— Как бы вы определили ключевой приоритет в развитии энергосистемы Дальнего Востока?

— Ключевым приоритетом была и остается надежность ее работы, которую важно обеспечить самым экономичным способом — то есть наиболее дешевым из возможных для потребителей электроэнергии. При выборе вариантов покрытия спроса учитываются наличие топлива, сроки строительства, доступность оборудования и другие факторы. Обычно оптимальный результат достигается, когда развивается сбалансированная комбинация разных типов генерации, учитывая их физические и экономические особенности.

В ОЭС Востока предусмотрено создание атомной энергетики как эффективного типа базовой генерации, гидрогенерации как наиболее маневренного ее типа и, конечно, ВИЭ как экологичного источника энергии. На горизонте 2042 года, согласно Генсхеме, в Дальневосточном федеральном округе планируется построить две новые АЭС, пять ГЭС общей мощностью свыше 3,1 ГВт и одну гидроаккумулирующую электростанцию (ГАЭС) мощностью 0,6 Гвт.



— В этом году Дальний Восток впервые включен в структуру российского энергорынка. Как прошел переход?

— ОЭС Востока функционирует во II ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности с 1 января 2025 года. Режимы работы энергосистемы значимо не изменились, поскольку в момент перехода в ОЭС Востока одномоментно не появились ни новые потребители электроэнергии, ни новая генерация, ни значимые сетевые объекты. Главное для нас то, что переход на новые рыночные технологии планирования и управления прошел без сбоев, а сама энергосистема продолжила стабильную работу. Не было и резких ценовых последствий.

— Какие изменения произошли для потребителей и производителей электроэнергии в регионе с переходом к рыночным механизмам?

— На сегодняшний день основная ценность перехода — это возможность применения в ОЭС Востока отработанных механизмов оптимизации загрузки электростанций, получение справедливых ценовых сигналов, принятие решений и реализация проектов по вводу новой генерации, модернизация действующей.

Включение ОЭС Востока в состав ценовых зон позволяет задействовать отработанные инвестиционные инструменты, такие как КОМ НГО, отборы поставки мощности ВИЭ и отборы проектов модернизации тепловых электростанций.

Поддержание генерации в готовности к работе в рамках конкурентного отбора мощности также является важным элементом обеспечения надежности работы энергосистемы. В ценовых зонах в рамках оптового рынка мощности собственники действующих электростанций принимают долгосрочные обязательства по обеспечению готовности к работе. В момент перехода в ценовую зону электростанциями ОЭС Востока

такие обязательства были приняты до конца 2028 года, что позволяет более точно прогнозировать перспективные балансы в энергосистеме, а значит — повышать качество и эффективность решений по ее развитию.

Для потребителей переход к рынку означает следующее: прямо сейчас условия их работы значимо не изменились, но запуск рынка дал инструменты, позволяющие в ближайшем будущем более эффективно решать проблемы энергодефицита в регионе. Все это создает «энергетический фундамент» для новых экономических проектов, что важно для развития экономики и комфортной жизни на Дальнем Востоке.

 # электроэнергетика **# ВЭФ** **# Дальний Восток** **# интервью**