



3 февраля 2025

Быстрее и дефицитнее

Электропотребление в Сибири в предстоящую «шестилетку» будет расти на 2,69% в год, на Дальнем Востоке – еще быстрее, на 4,9%. Быстрее, чем в среднем по России. Причины – запуск энергоемких предприятий и рост нагрузок РЖД. В ряде энергоузлов дефицит мощностей ликвидируют за счет новой генерации и развития сетевых связей.

На огромной территории к востоку от Уральских гор в структуре ЕЭС России действует две крупных объединенных энергосистемы – Сибири и Востока. Первая охватывает 10 регионов СФО, а также Бурятию и Забайкалье, административно входящих в ДФО. Вторая – четыре дальневосточных региона (в том числе самый большой по площади – Республику Саха – Якутию).

Между собой ОЭС Востока и ОЭС Сибири имеют связи только по ЛЭП 220 кВ, при этом в параллельном синхронном режиме они не работают.

Главный «водораздел» формально уже ликвидирован – Сибирь исторически относится ко второй ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ); Дальний Восток до 1 января 2025-го функционировал вне конкурентных рыночных процедур. Сейчас **начался** «переходный период». Однако с начала этого года выбор состава включенного генерирующего оборудования электростанций оптового рынка (ВСВГО), определение объемов поставок и цен на электроэнергию в рынке на сутки вперед (РСВ), формирование графиков загрузки на балансирующем рынке осуществляется в зоне ОЭС Востока так же, как и во всей ЕЭС России – по результатам конкурентных отборов ценовых заявок участников рынка (первые отборы уже прошли).

При этом на Камчатке, Колыме, Чукотке и в Сахалинской области работают технологически изолированные от ЕЭС России территориальные энергосистемы (ТИТЭС), которые, как несложно догадаться, не имеют связей ни с ОЭС Востока, ни друг с другом (под крыло «Системного оператора» они перешли с 1 января 2024-го). В Сибири ТИТЭС, кстати, всего одна, но самая мощная из этой «пятерки» – Норильско-Таймырская.

По структуре генерации ОЭС Сибири и Востока схожи – хотя в первом случае паритет между ТЭС (в основном угольными) и ГЭС более очевиден. При этом в Сибири активно развивается солнечная энергетика. На Дальнем Востоке ВИЭ, а также «мирный атом» и даже такая экзотика, как геотермальные ТЭС, действуют только в границах ТИТЭС.

	Установленная мощность, МВт (на 01.01.2025)	Что будет в 2030 году, МВт?
ОЭС Сибири	52518	55775,6
- ТЭС	26 535 (50,5%)	28 488,6 (51,1%)
- ГЭС	25 402 (48,4%)	25 407,1 (45,6%)
- СЭС	581 (1,1%)	1 579,9 (2,8%)
- АЭС	-	300 (0,5%)
ОЭС Востока	11239,89	13490,81
- ТЭС	(58,9%)	65%
- ГЭС	(41,1%)	35%

Источник: «Системный оператор».

Быстрее страны

Энергетика, как одна из ключевых инфраструктурных отраслей, отличается длительным инвестиционным циклом. В связи с этим для нее важно качественное планирование. Эта задача диспетчера ЕЭС России – «Системного оператора». В разработанной этой госструктурой Схеме и программе развития электроэнергетики России на 2025-2030 годы, утвержденной Минэнерго России 29 ноября 2024 года (это ежегодная процедура), прописан довольно существенный рост электропотребления и в ОЭС Сибири, и особенно – в ОЭС Востока (здесь и далее по тексту – без учета ТИТЭС).

В первом случае – почти на 47 млрд кВт*часов, до 276,8 млрд кВт*часов, во втором – более чем на 18 млрд кВт*часов, до 64 млрд кВт*часов (от показателей 2023-го). Максимумы потребления мощности за предстоящую «шестилетку» вырастут до 39747 МВт в Сибири и 9967 МВт в ОЭС Востока (с 34757 МВт и 7883 МВт по итогам 2023-го).

При этом среднегодовые темпы приростов электропотребления и максимумов мощности в ОЭС Сибири составят 2,69% и 1,9%, а в ОЭС Востока – 4,9% и 3,4% соответственно. Для сравнения – по ЕЭС России аналогичные темпы на том же горизонте составят 2,11% и 1,46% соответственно. А отдельно в первой синхронной зоне (в рамках которой работает и ОЭС Сибири) – всего лишь 1,98% и 1,36% в год. Разница, что называется, видна невооруженным глазом.

Впрочем, опережающая динамика электропотребления что в Сибири, что на Дальнем Востоке – давно не новость; ларчик открывается просто и объясняется экономической специализацией восточных регионов России, в которых преимущественно реализуются энергоемкие проекты первого передела.

Например, повышенные среднегодовые темпы роста электропотребления в Туве (14,29%), Бурятии (7,15%), Амурской области (6%), Хабаровском (5,9%) и Забайкальском краях (5,25%), по данным «Системного оператора», будут обусловлены «реализацией крупных проектов, в том числе в сфере освоения минерально-сырьевой базы и развития транспортной инфраструктуры».

Но не только. Еще один очевидный драйвер – это «увеличение числа новых типов потребителей, включая центры обработки данных». Речь, конечно, только про «белый» майнинг (с «серым», как известно, пока решено бороться путем запретов). Как рассказал на недавней пресс-конференции в ТАСС глава ОДУ Сибири **Алексей Хлебов**, фактическое потребление мощности майнинговыми фермами по ОЭС Сибири уже превышает 980 МВт, что можно сравнить с потреблением миллионного города Красноярска (правда, за вычетом КраЗа). Сосредоточен такой бизнес преимущественно в Иркутской области.

Среди промышленных гигантов, которые будут наращивать спрос в рамках действующих договоров на техприсоединение к электросетям (или только планируют присоединение к энергосистеме) – вторая очередь ГОКа «Удоканской меди», Култуминский ГОК в Забайкалье, тепличный комплекс «Гусиноозерский» и комбинат на Озерном месторождении полиметаллических руд в Бурятии, Амурский ГПЗ «Газпрома» и Амурский ГХК СИБУРа в Приамурье. А в Хабаровском крае – предприятия «Амур Минералс» (оператор Малмыжского месторождения меди). Также существенный вклад в рост электропотребления внесут РЖД – за счет второго этапа развития

Также существенный вклад в рост электропотребления внесут РЖД – за счет второго этапа развития Восточного полигона.

Только в Туве, где железных дорог нет (и не предвидится), рекордный рост потребления электроэнергии только с одной стороны объясняется эффектом низкой базы. С другой – все-таки и запланированным набором мощности перспективными потребителями, но также из добывающего сектора – Голевской ГРК «Интергео» (строит ГОК на Ак-Сугском медно-порфировом месторождении; правда, летом Роснедра отозвали у компании лицензию), предприятиями «Лунсин» (с 2015 года разрабатывает Кызыл-Таштыгское полиметаллическое месторождение), «Кара-Бельдир» (добыча золота) и др.

Таковы уж особенности действующей методологии планирования, принятой в «Системном операторе»: прогноз потребления электроэнергии и мощности здесь рассчитывают «на основании заявок потребителей, подтвержденных договорами на технологическое присоединение». Так как СиПР ЭЭС пересматривается ежегодно, не исключено, что цифры в предстоящие годы еще не раз поменяются. Но вряд ли в отрицательную сторону, по крайней мере – радикально. Российское могущество, как завещал еще Ломоносов, и дальше прирастать будет сырьевой базой восточных регионов.

☒ **Среднегодовые темпы прироста электропотребления и мощности в регионах Сибири и Дальнего Востока в 2025-2030 годы (к 2023 году), %**

Регион	Потребление электрической энергии	Максимумы мощности
Алтайский край	1,02	0,88
Республика Алтай	2,12	3,67
Республика Бурятия	7,15	6,34
Забайкальский край	5,25	4,5
Иркутская область	3,57	2,87
Кемеровская область	1,47	1,07
Красноярский край	2,46	1,9
Новосибирская область	2,37	1,4
Омская область	1,06	0,37
Томская область	1,05	0,9
Республика Тыва	14,29	8,53
Республика Хакасия	0,91	0,72
по ОЭС Сибири	2,69	1,9
Амурская область	6,03	4,6
Приморский край	4,18	3
Хабаровский край	5,9	4,23
ЕАО	3,11	1,53
Республика Саха (Якутия)	3,75	2,32
по ОЭС Востока	4,9	3,4
по ЕЭС России	2,11	1,46

Источник: «Системный оператор».

Проблемная точка в Сибири

С учетом прогнозируемого роста электропотребления и Сибири, и Дальнему Востоку, очевидно, понадобятся новые электростанции.

Только в ОЭС Сибири до 2030 года планируется ввести 2825,7 МВт новой генерации (с выводом всего 50 МВт). В основном, конечно, на ТЭС (1527 МВт).

Крупнейшими станут вводы на Иркутской ТЭЦ-11 компании Еп+ (три энергоблока суммарной мощностью 690 МВт), на Харанорской ГРЭС «Интер РАО» в Забайкалье (460 МВт) и на Улан-Удэнской ТЭЦ-2 ТГК-14 в Бурятии (155 МВт).

Интересно, что еще 998,7 МВт составит мощность новых СЭС, в основном – в Забайкальском крае, одном из лидеров в России по уровню инсоляции. Также к 2029-му планируется строительство двух ВЭС – в Омской области (185 МВт) и в Туве (47,5 МВт). А еще 300 МВт составит ввод на АЭС.

Правда, в первом случае, с учетом КИУМ солнечной генерации (менее 20%), реальный вклад этого возобновляемого источника в гарантированную выработку вряд ли окажется существенным. А во втором случае речь пока идет о запуске в 2028-м в ЗАТО Северск Томской области лишь опытно-демонстрационного атомного энергоблока.

«При условии реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей в период 2025–2030 годов установленная мощность электростанций ОЭС Сибири в 2030 году составит 55775,6 МВт», – отметили в «Системном операторе». При этом структура генерации изменится не сильно; хотя и вырастет доля СЭС, и впервые в балансе появится «мирный атом», которого в Сибири исторически просто не было.

Но это все – «средняя температура по больнице». Внутри же ОЭС Сибири уже видны проблемные точки. **Наиболее острая ситуация складывается в т.н. Юго-Восточном энергорайоне ОЭС Сибири**, в состав которого входят Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, южная часть Бурятии, а также Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края. По результатам двух конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО), которые прошли в феврале и августе 2024-го, для покрытия нагрузок этого узла планируется ввод к 2028-2029 годам суммарно 1305 МВт мощности (упомянутые выше энергоблоки на Иркутской ТЭЦ-11, Харанорской ГРЭС и Улан-Удэнской ТЭЦ-2).

Только этого мало. «С учетом фактической аварийности генерирующего оборудования и рисков непрогнозируемого роста потребления» (стратегический резерв – 5%), не покрываемый дефицит мощности «в единичной ремонтной схеме» в Юго-Восточном энергоузле, по оценкам «Системного оператора», к 2030 году может составить 2885 МВт!

Причем основными причинами этого дефицита, честно заявляет диспетчер ЕЭС России, «является рост майнинговой нагрузки и электроотопления».

Для комплексного решения проблемы предусмотрено, например, сооружение ЛЭП постоянного тока пропускной способностью 1500 МВт из центральной части Сибири (это наиболее эффективная технология для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния). Но, конечно, одной сетью положение не спасешь. В энергоузле нужны и новые электростанции, минимум на 1462 МВт в сумме. Причем т.н. «гарантированной генерации» (то есть той, что работает без сезонных ограничений).

Для этого новые КОМ НГО придется проводить на более привлекательных для инвесторов условиях. Дело в том, что на первом отборе в марте 2024-го предельные суммарные удельные капитальные затраты были установлены на уровне 423 тыс. рублей за 1 кВт установленной мощности (в ценах 2028 года), что совсем не вдохновило генераторов. Пришлось проводить повторный конкурс, на котором удельные CAPEX увеличили до 591 тыс. рублей за 1 кВт – интерес к нему сразу вырос, но тоже без фанатизма.

Обсуждалась даже возможность разрешить строить новую генерацию в Сибири с использованием иностранного оборудования (понятно, из «дружественных стран»), но пока от такой альтернативы отказались. Однако гештальт остается открытым.

Еще одна проблемная точка – **динамично развивающийся район Северобайкальского энергетического кольца**. Там запланировано присоединение к сетям ряда крупных потребителей суммарной заявленной мощностью свыше 1 ГВт. Среди них – такие гиганты как «Полюс Сухой Лог» (229 МВт), «Удоканская медь» (214 МВт), «Иркутская нефтяная компания» (209 МВт, из которых 144 МВт собственная генерация), и, естественно, РЖД (более 300 МВт).

Для покрытия этого спроса «Интер РАО» к 2028 году построит газовую Новоленскую ТЭС в Якутии мощностью 550 МВт. «Кроме этого, в технические условия для техприсоединения указанных потребителей дополнительно включены мероприятия по усилению электрической сети вдоль БАМа, а также подключению перспективной нагрузки под действие противоаварийной автоматики», добавили в «Системном операторе». Глава ОДУ Сибири Алексей Хлебов также отметил, что хотя в целом ОЭС Сибири по балансу электроэнергии в ближайшие годы и приблизится к «потолку» своих возможностей, как часть Единой энергосистемы она имеет мощные связи с ОЭС Урала. «Значимая часть потребностей в электроэнергии и мощности в одной ОЭС может быть закрыта за счет перетоков из соседней энергосистемы. Учитывая планы по развитию энергосистемы страны, ситуация сейчас такова, что, даже если мы полностью используем имеющийся запас генерации на территории ОЭС Сибири, энергодефицита не будет. Он не наступит ни завтра, ни послезавтра, ни в 2030-м году», – успокоил всех Хлебов.



На Востоке генерации нужно больше

«Потребление в ОЭС Востока растет опережающими темпами относительно общероссийской динамики. При этом генерация, в большей своей части введенная в советское время, практически исчерпала свой ресурс», – констатируют в «Системном операторе».

Для решения проблемы в предстоящую «шестилетку» на Дальнем Востоке предусмотрен ввод 3287 МВт новых мощностей. Правда, не только для «обеспечения растущего потребления», но и для замены выбывающего оборудования на действующих объектах генерации.

В итоге структура генерирующих мощностей в ОЭС Востока к 2030 году изменится сильнее, чем в соседней энергосистеме: доля ТЭС должна вырасти с 59% до 65%, а доля ГЭС – снизиться с 41% до 35%.

Кроме уже упомянутой Новоленской ТЭС (550 МВт), госхолдингом «РусГидро» планируется ввод работающих тоже на газе Артемовской ТЭЦ-2 (440 МВт) в Приморье и Хабаровской ТЭЦ-4 (410 МВт) в Хабаровске, второй очереди Якутской ГРЭС-2 (160 МВт, понятно, в Якутске). А также расширение угольных ГРЭС – Нерюнгринской (блоки №4 и №5 на 450 МВт) в Якутии и Партизанской в Приморском крае (на 280 МВт).

Другие проекты тоже реализуются. Так, у АЛРОСы в планах – запуск четвертого гидроагрегата на Светлинской ГЭС (104 МВт). А «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ) прошлым летом начал строить Южно-Якутскую ТЭС (330 МВт) в районе пос. Чульман, причем на китайских турбинах AGT-110 (аналог российской ГТД-110М). За счет строительства ПГУ, но с использованием российских турбин (двух газовых и одной паровой) ГЭХ планирует расширить на 450 МВт мощности и Свободненской ТЭС, которая обеспечивает Амурский ГПЗ «Газпрома» электроэнергией и паром.

«Но даже такой объем вводимой гарантированной генерации не способен компенсировать прогнозируемый дефицит электроэнергии в ОЭС Востока», – не скрывают правды в «Системном операторе».

Тем более что одновременно с вводами планируется и выходы из эксплуатации не менее крупных объектов – в частности, Хабаровской ТЭЦ-1 (435 МВт), Артемовской ТЭЦ (400 МВт) и Якутской ГРЭС (170 МВт); все они принадлежат «РусГидро».

До сих пор все проекты нового энергостроительства на Дальнем Востоке отбирались в ручном режиме на правительственной комиссии по электроэнергетике (таким образом в программу ранее попали проекты модернизации станций не только «РусГидро», в том числе Владивостокской ТЭЦ-2,

но и Приморской ГРЭС СК). Но теперь дополнительную генерацию власти рассчитывают «добрать» за счет тех же КОМ НГО, проведение которых стало возможным с этого года, после присоединения ОЭС Востока к ценовой зоне ОРЭМ.

«Дальний Восток как регион с интенсивным социально-экономическим развитием остро нуждается в строительстве новой генерации. Возможность использования отработанных в ценовых зонах оптового рынка механизмов ввода новых генерирующих мощностей и повышения эффективности использования действующих электростанций является важным элементом укрепления устойчивости экономической основы развития энергетики в присоединившихся к ценовым зонам регионах Дальнего Востока», – отмечал ранее председатель правления «Системного оператора» Федор Опадчий.

По последним данным, для покрытия дальневосточного энергодефицита правительство РФ может провести два отдельных конкурса – для проектов ТЭС (на 678 МВт), а также для ВЭС и СЭС (в сумме 1,7 ГВт, с датой начала поставки до 2028 года).

Строить ВИЭ предлагается в Хабаровском крае и ЕАО, а также в Амурской области. С учетом КИУМ солнечных и ветровых электростанций, такая установленная мощность будет эквивалентна 519 МВт гарантированной генерации. ТЭС же нужны, например, в Центральном энергорайоне Якутии (не менее 233 МВт), на юге Приморья (не менее 242 МВт) и в других локальных точках.

Во всех случаях и в Сибири, и на Дальнем Востоке расшивка узких мест будет идти в рамках комбинированных вариантов. То есть за счет не только строительства новой генерации в энергоузлах (а также использования мощности действующих и вновь сооружаемых электростанций в других частях ЕЭС России), но и расширения пропускных возможностей электросетей (в том числе для передачи дополнительной мощности издалека). Проблемы тоже понятны: либо финансовая нагрузка целиком ляжет на плечи инвесторов в генерацию, либо, при сетевом строительстве, фактически, на государство. Правда, заплатят за все и при любых раскладах промышленные потребители.



Александр Попов

Учредитель, главный редактор «Кислород.ЛАЙФ»