



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

**Мониторинг событий,
оказывающих существенное влияние
на функционирование и развитие
мировых энергосистем**

21.11.2025 – 27.11.2025

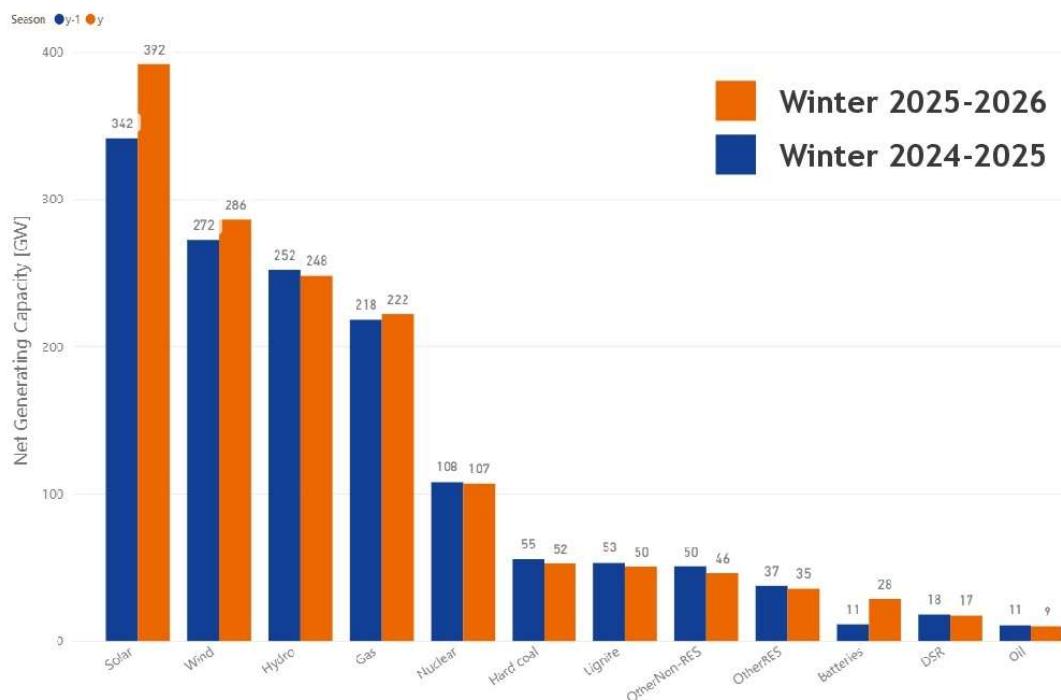


ЕВРОПА

ENTSO-E опубликовала прогноз балансовой надежности на зиму 2025-2026 гг.

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E подготовила прогноз балансовой надежности энергосистем на зимний период 2025-2026 гг. – [Winter Outlook Report 2025-2026](#) (WOR 2025-2026). В прогнозе отмечается в целом благоприятная ситуация практически для всех энергосистем стран ЕС.

Net generation capacities for this and last Winter Outlook



Некоторые сложности, как ожидается, могут иметь место в неконтинентальных энергосистемах Ирландии, Мальты и Кипра, в основном из-за погодных условий. В Ирландии и на Мальте их можно смягчить задействованием выделенных нерыночных энергоресурсов. В случае экстремальных погодных явлений и низких температур в сочетании с большим количеством неплановых отключений электросетевого и/или генерирующего оборудования с незначительными рисками для надежности могут также столкнуться энергосистемы Финляндии, Эстонии и Латвии.

ENTSO-E прогнозирует общее снижение выработки традиционной генерации и увеличение в общем объеме выработки доли ВИЭ. По аналогии с прошлыми зимами ожидается снижение потребления. Объем запасов воды в водохранилищах ГЭС в целом будет выше по сравнению с предыдущими периодами благодаря достаточному количеству осадков.

Особое внимание будет направлено на балансовую надежность на Украине. До июня 2025 г. мощность экспортных перетоков из энергосистем стран Европы в энергосистему Украины/Молдовы постепенно увеличивалась. Кроме того, ENTSO-E рассчитывает на надежное функционирование прибалтийских энергосистем после их синхронизации с континентальной Европой через прямое подключение к Польше в феврале текущего года.



Дополнительно в WOR 2025-2026 включен обзор балансовой надежности за прошедший летний период, который в целом не выявил серьезных проблем, несмотря на жаркую погоду в некоторых регионах. Системные аварии в Испании и Португалии 28 апреля 2025 г., Северной Македонии 18 мая 2025 г. и Чехии 4 июля 2025 г. не были связаны с недостаточностью энергоресурсов.

Официальный сайт ENTSO-E
<http://www.entsoe.eu>

Испанский отраслевой регулятор одобрил срочные изменения в инструктивные документы для предотвращения резких колебаний напряжения

Отраслевой регулятор (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC) по запросу испанского системного оператора REE в срочном порядке одобрил изменения в несколько регламентирующих работу энергосистемы инструктивных документов, направленных на предотвращение резких колебаний напряжения в национальной электросети. Цель изменений, которые будут действовать от 30 дней до трех месяцев, – расширить набор инструментов REE для повышения надежности.

На рассмотрении находились регламенты (Procedimiento de Operación) REE по процессам программирования (P.O. 3.1 Proceso de Programación), по техническим ограничениям (P.O. 3.2 Restricciones Técnicas) и по вторичному регулированию (P.O. 7.2 Regulación Secundaria). В отношении регулирования напряжения (P.O. 7.4 Gestión de Desvíos) комиссия постановила, что возможные изменения требуют дальнейшего анализа. CNMC подчеркивает, что решение принято на основании представленных материалов и оценки, в частности, заявлений владельцев синхронной генерации о невозможности выполнения предлагаемых REE обязательств и о риске, который это может представлять для генерирующих установок или энергосистемы в целом.

По данным REE, в настоящее время генерирующие установки, участвующие в динамическом регулировании режима напряжения, должны обеспечивать выработку или потребление реактивной мощности в размере 30% от их максимальной выходной мощности, т.е. обеспечивать достаточную реактивную мощность для реагирования на колебания напряжения в энергосистеме. Что касается возможностей синхронной генерации по участию в ДРН, то у системного оператора нет информации о выдаче регулирующими органами исключений, которые позволили бы синхронной генерации предоставлять ДРН-услуги ниже минимального установленного уровня.

Для наличия в энергосистеме максимально возможного объема ресурсов, участвующих в ДРН, в текущих условиях CNMC требует от REE активизировать действия, направленные на достижение более качественного контроля напряжения в сети совместно с заинтересованными сторонами и при максимальной прозрачности процесса. В числе прочего REE рекомендуется проанализировать варианты, как повысить эффективность использования имеющихся мощностей, например, за счет оптимизации квалификационного отбора и более гибких требований к временному режиму мониторинга действия АОПН, чтобы ускорить внедрение ДРН-услуг. CNMC указывает, что в этих случаях REE должен документировать допустимые значения и длительность отклонения напряжения от номинальных значений, применимые к каждой генерирующей установке, в целях ее временного включения в ДРН.

Параллельно REE объявил о приглашении ВИЭ-установок к участию в ДРН. Для получения разрешения на оказание ДРН-услуг ВИЭ должны продемонстрировать, в первую очередь, свою техническую возможность поддерживать заданное значение



выходного напряжения в реальном времени, что крайне важно для реагирования на быстрые колебания напряжения. Регулирование напряжения может осуществляться двумя способами: путем задания уставок по реактивной мощности и по напряжению устройств АОПН. Контроль превышения напряжения путем задания уставок по напряжению обеспечивает проходящей трансформацию национальной энергосистеме необходимую «энергогибкость» и оперативное реагирование на колебания.

По состоянию на конец октября число полученных REE заявок на участие в оказании ДРН-услуг по-прежнему невелико – всего 168, из которых 125 относятся к недиспетчируемым ВИЭ-установкам. Более того, из этих 125 только 24 готовы к началу квалификационных испытаний, остальные либо заявили, что технически не готовы, либо находятся в процессе оформления необходимой документации. Помимо ВИЭ-установок, заявки также подали традиционные электростанции, такие как ПГЭС и ГЭС, которые законодательно обязаны участвовать в ДРН. Поэтому при отборе приоритет будет отдаваться недиспетчируемым ВИЭ, поскольку только они могут предложить энергосистеме новые гибкие ресурсы.

Официальные сайты CNMC, REE
<http://www.cnmc.es>, <http://www.ree.es>

Бельгийский Elia опубликовал результаты трех аукционов по отбору поставщиков мощности

Системный оператор Бельгии Elia в этом году впервые провел одновременно три CRM-аукциона по конкурентному отбору поставщиков мощности: на четыре, на два и на год вперед.

Специальный механизм платы за мощность (Capacity Remuneration Mechanism) был создан после принятия решения о поэтапном отказе от атомной энергетики. Финансовая поддержка в рамках CRM стимулирует участников рынка поддерживать генерацию в рабочем состоянии. Бельгийский подход основан на технологически нейтральном рыночном механизме отбора ресурсов.

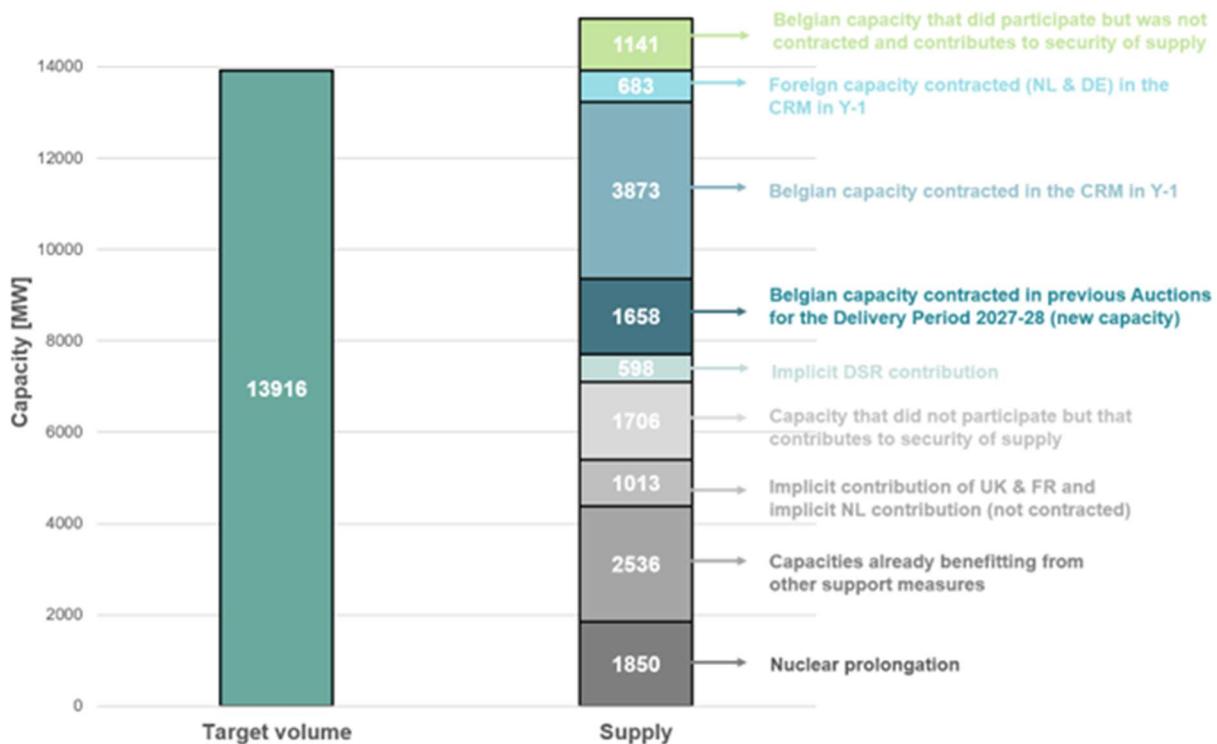
Все аукционы прошли без сбоев в соответствии с запланированным графиком. Результаты показали наличие конкурентного рынка с достаточной ликвидностью и значительным объемом мощности аккумуляторных СНЭЭ.

CRM Y-1 на 2026-2027 гг.:

- стартовая мощность, заявленная для отбора, составила 7 126 МВт;
- участвовали 73 заявки (включая газовые ТЭС, аккумуляторные СНЭЭ и DR-ресурсы) суммарной мощностью 5 697 МВт;
- было отобрано 56 заявок на 4 556 МВт, из которых 4 133 МВт действующих (включая 683 МВт за счет импорта и 397 МВт за счет предыдущих аукционов), 252 МВт модернизированных и 171 МВт новых ресурсов;
- цена снизилась с прошлогодних € 25,7 тыс. до € 20,2 тыс. за МВт/год.

CRM Y-1 стал заключительным этапом закупок на зиму 2026-2027 гг. Общая потребность в мощности, рассчитанная на пиковое потребление, составила 13 916 МВт. При этом суммарная располагаемая мощность в бельгийской энергосистеме будущей зимой – 15 058 МВт, из которых 6 214 МВт было законтрактовано через CRM на Y-4 и на Y-1:





CRM Y-2 на 2027-2028 гг.:

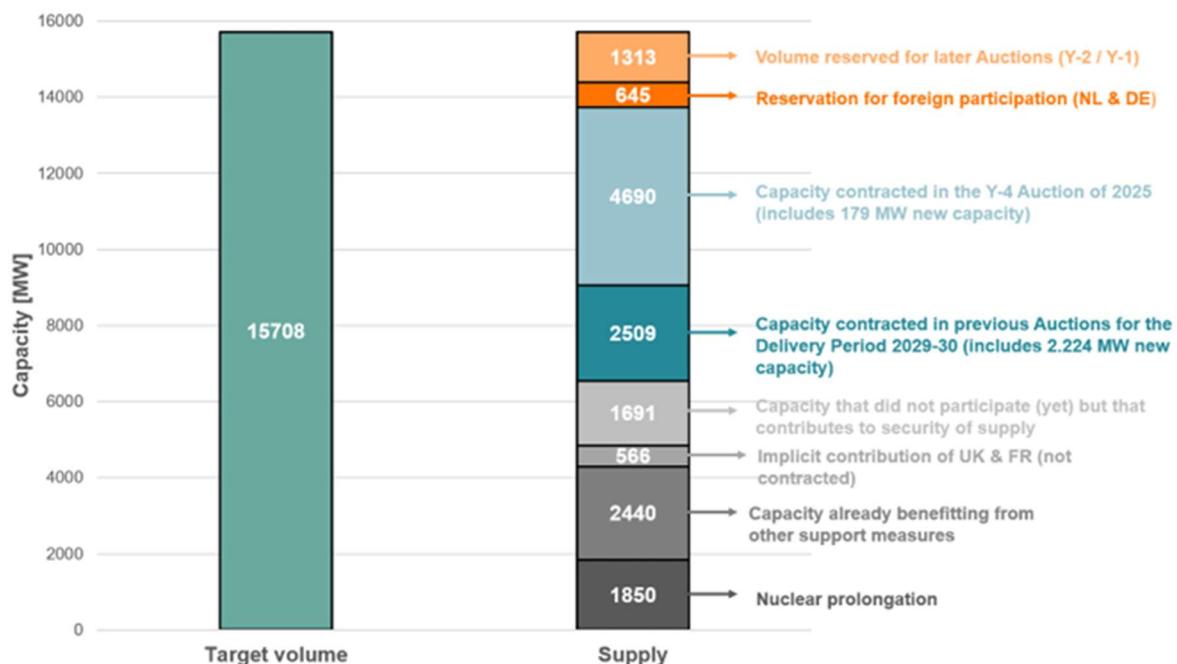
- стартовая мощность, заявленная для отбора, составила 5 370 МВт;
- участвовала 51 заявка суммарной мощностью 3 238 МВт;
- все 3 238 МВт были законтрактованы (3 010 МВт действующих и 66 МВт модернизированных ресурсов, а также 162 МВт аккумуляторных СНЭЭ, в том числе 102 МВт отобранных на CRM Y-1, с которыми будет заключен дополнительный годовой контракт, и 60 МВт новых);
- цена составила € 25,1 тыс. за МВт/год.



Последний CRM на 2027-2028 гг. планируется провести в формате Y-1 в 2026 г., где Elia планирует отобрать недостающие объемы. В частности, некоторые СНЭЭ, заключившие контракт на Y-4, как правило, готовы участвовать в поставках в более ранние сроки. Кроме того, Elia рассчитывает на многие новые ресурсы, например, СНЭ и DR-объекты, которые заявили о своей заинтересованности в поставках на 2027-2028 гг., но пока еще не успели полностью подготовиться к выходу на рынок, что обычно бывает связано с отсутствием необходимых разрешений или техническими проблемами и может решиться в течение 2026 г.

CRM Y-4 на 2029-2030 гг.:

- стартовая мощность, заявленная для отбора, составила 6 997 МВт;
- участвовали 69 заявок суммарной мощностью 4 998 МВт;
- было отобрано 65 заявок суммарно на 4 690 МВт, включая 179 МВт новых аккумуляторных СНЭЭ, 239 МВт дополнительной располагаемой мощности будут обеспечены за счет контрактов с DR-ресурсами;
- цена составила € 27,3 тыс. за МВт/год, что аналогично прошлогоднему показателю.



В итоге на 2029-2030 гг. в рамках CRM на Y-4 и предыдущих аукционах было законтрактовано 7 199 МВт мощности.

Официальный сайт Elia
<http://www.elia.be>

Испанский REE приступил к реализации инновационного проекта ViSync

Испанский системный оператор REE приступил к реализации проекта ViSync по строительству СНЭЭ на ПС 66 кВ на канарском острове Лансароте для поддержки гибкого управления энергосистемой и перехода на использование ВИЭ.

Предлагаемая гибридная система состоит из суперконденсаторов и литий-ионных аккумуляторов с возможностью grid-forming (подключенных через инверторы



для осуществления активного регулирования параметров электроэнергетического режима), а также включает в себя интеллектуальную систему управления.

Проектная энергоемкость будущей СНЭЭ составит 3,45 МВт*ч, максимальная выдаваемая мощность – 18,8 МВА, что позволяет ей участвовать в обеспечении стабилизации напряжения и частоты и поддержании качества электроэнергии при резких изменениях объемов выработки или потребления.

REE получил административное разрешение на ViSync, и в ближайшие недели начнется монтаж оборудования. Общий бюджет проекта составляет € 7,9 млн. После трех лет эксплуатации, если тестирование в реальных условиях пройдет успешно, будет проведена оценка масштабируемости ViSync для возможного развертывания в других регионах Испании.

Официальный сайт *REE*
<http://www.ree.es>

Итальянский Terna завершил разработку проекта по реконструкции свыше 40 км действующих ВЛ 132 кВ

Итальянский системный оператор Terna завершил разработку проекта по реконструкции ВЛ 132 кВ на территории восьми муниципалитетов региона Романьи между провинциями Римини и Форли-Чезена. Реконструкция потребовалась для повышения надежности и эффективности электроснабжения региона, прежде всего в летний период, когда потребление сильно возрастает из-за большого количества туристов.



Проект, в который Terna инвестирует € 60 млн, предусматривает прокладку около 17 км новых подземных КЛ и демонтаж в общей сложности 171 опоры на протяжении более 40 км действующих ВЛ, построенных в 1970-х годах и проходящих через густонаселенные районы. В результате станет возможным использовать для иных целей более 130 га, входивших в охранную зону ВЛ.

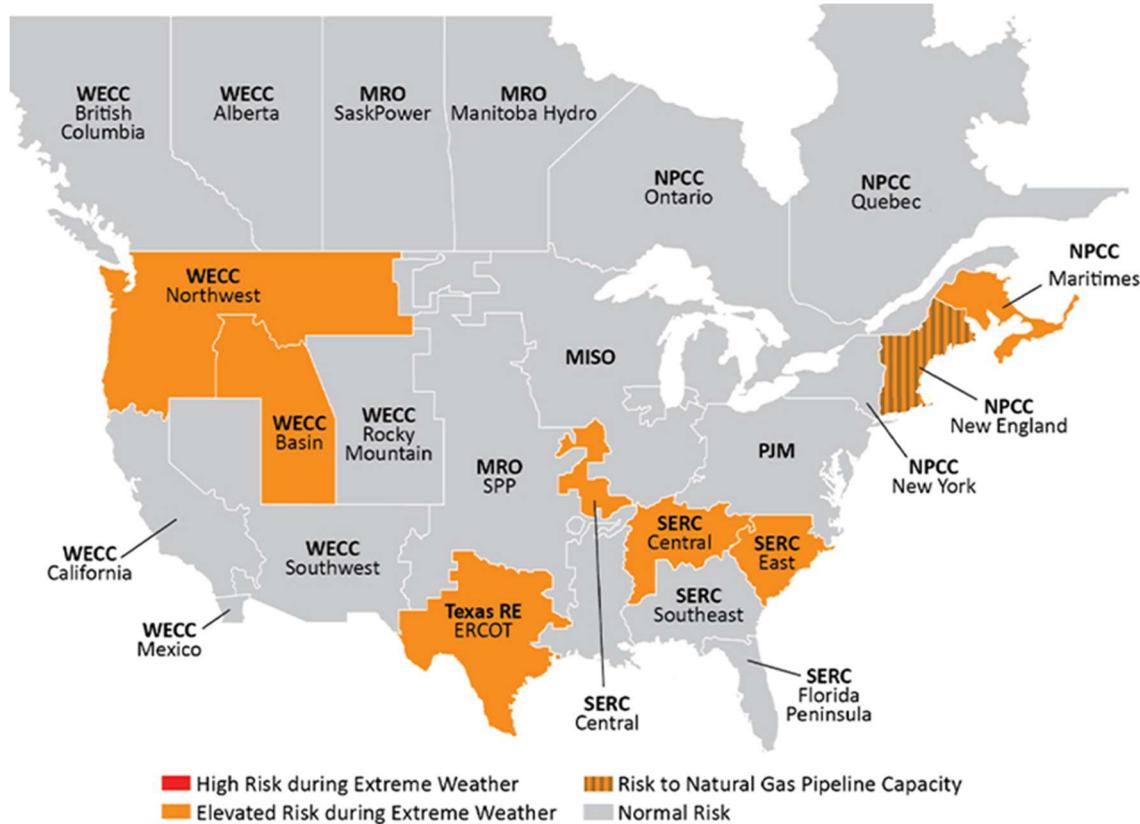
Официальный сайт *Terna*
<http://www.terna.it>



АМЕРИКА

Американская NERC представила оценку балансовой надежности энергосистем США на зимний период 2025-2026 гг.

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) опубликовала ежегодный прогнозный отчет об обеспечении надежности и формировании оперативных резервов мощности (2025-2026 Winter Reliability Assessment, WRA).



Балансовая надежность оценивается как достаточная в базовом сценарии зимних пиков нагрузок во всех регионах, включая операционные зоны системных операторов SPP¹, MISO², PJM³, нью-йоркского NYISO и калифорнийского CAISO. К резкому росту спроса и дефициту электроэнергии могут привести продолжительные экстремальные холода на большой территории, которые также негативно влияют и на доступность поставок топлива для газовой генерации.

После нескольких лет низкого (~1%) роста пиковой нагрузки NERC прогнозирует во всех зонах ее рост совокупно на 20 ГВт (2,5%) по сравнению с прошлой зимой. В

¹ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.

² Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.

³ Операционная зона включает полностью или частично Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



отдельных регионах увеличение потребления может достигнуть 10%. При этом общий объем ресурсов для покрытия максимума увеличился всего на 9,4 ГВт. Продолжилось изменение структуры генерации с выводом из эксплуатации ТЭС и вводами СНЭЭ. С прошлой зимы в целом по стране было добавлено 11 ГВт за счет СНЭЭ и 8 ГВт за счет DR-ресурсов. При этом доля ВЭС снизилась на 14 ГВт из-за изменений в учете мощности на некоторых рынках.

Ключевые выводы NERC состоят в следующем:

1. в западных штатах только на территории WECC-Basin и WECC-NW из-за роста потребления и снижения объемов доступной мощности возможен дефицит при экстремальных холодах в сочетании с неблагоприятными условиями для работы ВЭС, отключениями ТЭС и проблемами с поставками природного газа;
2. в зоне MISO прогнозируемый объем резервов (Anticipated Reserve Margin, ARM) ≈145 ГВт соответствует действующим требованиям и полностью покрывает зимний сценарий с самой высокой нагрузкой потребления (≈109 ГВт);
3. в зоне SPP ожидаемый рекордный спрос компенсируется достаточными плановыми резервами мощности, особое внимание будетделено двум главным проблемам региона – нестабильности топливоснабжения (особенно для газовых и угольных ТЭС) и росту доли недиспетчируемой ВИЭ-генерации (ВЭС и СЭС);
4. в зоне техасского ERCOT отмечается заметный рост нагрузки из-за новых ЦОдов и крупных промышленных потребителей, что обуславливает более высокий прогнозируемый зимний спрос и способствует сохранению риска дефицита, но ARM составляет 36%, что соответствует требованиям к объему оперативных резервов в условиях нормальной зимы без сложностей с поставками топлива (при 2%-ной вероятности выпуска аварийных оповещений в период зимнего максимума в январе и 1,8%-ной вероятности контролируемого сброса нагрузки);
5. в зоне PJM ARM составил 35% при целевом уровне нормируемого объема резервов (Installed Reserve Margin, IRM) для региона 17,7%, что показывает низкий риск дефицита мощности при наличии такого преимущества, как большие объемы доступной диспетчируемой генерации в пиковые часы;
6. в штатах Новой Англии⁴ уровень ARM остался практически без изменений по сравнению с прошлой зимой, и регион готов к зиме по установленной мощности, хотя ключевой зависимостью является топливная безопасность, в экстремальные холода энергосистема будет зависеть от управления запасами и логистикой основного (природный газ) и альтернативного (мазут, дизель) топлива и гибкости поставок электроэнергии из соседних штатов;
7. в зоне NYISO не выявлено признаков проблем, что обусловлено структурой спроса (зима не является пиковым периодом для региона) и достаточным объемом доступной генерации;
8. на юго-востоке на территории SERC-East и SERC-Central в связи с ростом потребления и уменьшением резервов, дополненных структурной трансформацией (смещение пика нагрузки с лета на зиму и переход к двойному сезонному максимуму) из-за активных вводов ВИЭ и электрификации отопления, экстремальные холода могут привести к дефициту мощности в периоды высокого спроса, особенно если будут иметь место нарушения в работе генерации, хотя этот риск снижают планы по отключениям и DR-программы.

⁴ Регион на северо-востоке США (штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт).



NERC были подготовлены рекомендации по снижению рисков возникновения дефицита мощности, а также доработаны стандарты надежности по подготовке коммунальных энергосбытовых предприятий к зиме – в сентябре 2025 г. Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) утвердила обновленный стандарт EOP-012-3 (Extreme cold weather preparedness and operations), который содержит требования к мерам защиты генераторов от замерзания, планам готовности к сильным холодам и обучению персонала. Изменения включают доработанные и расширенные требования, гарантирующие своевременную реализацию владельцами объектов генерации корректирующих действий для устранения проблем, влияющих на работоспособность в холодную погоду.

Официальный сайт NERC
<http://www.nerc.com>

Американский MISO отмечает заметный рост количества заявок на подключение в ускоренном порядке за последние пять лет

В преддверии старта цикла приема заявок на технологическое присоединение в 2026 г. и не дожидаясь окончания рассмотрения заявок, поданных в 2025 г., MISO из-за беспрецедентного роста нагрузки потребления приступил к анализу 43 проектов, которые обеспечат подключение почти 14 ГВт мощности, по ускоренной процедуре. Соответствующие обращения от разработчиков системный оператор начал получать с июня – еще до начала подготовки очередного плана развития энергосистемы (MISO Transmission Expansion Plan, MTEP 26).

В MTEP 25 было включено 49 сетевых проектов для ускоренного рассмотрения, и еще больше ожидается в дальнейшем. По информации MISO, за последние два года для строительства сетей, обеспечивающих подключение энергоемких потребителей или крупной генерации, разработчики все чаще используют заявки на ускоренную процедуру. До 2021 г. системный оператор обрабатывал в среднем шесть запросов в год. При этом сами проекты становятся масштабнее и сложнее: их стоимость выросла до \$ 4 млрд в MTEP 25 (\$ 896 млн в MTEP 2024 и \$ 684 млн в MTEP 23). В августе текущего года MISO получил 15 таких заявок, из которых шесть уже рекомендовал к утверждению, в октябре – 23, из которых на данный момент рекомендованы две. Для быстрого анализа их растущего числа пришлось перейти на двухмесячный цикл обработки заявок – прием происходит раз в два месяца, что менее обременительно для MISO, чем предыдущий ситуативный подход (по мере поступления).

MISO рассматривает небольшие проекты партиями, в то время как более крупные и сложные проходят индивидуальную оценку. Целью системного оператора является добиться выполнения исследований для более простых проектов в течение 30 дней.

Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

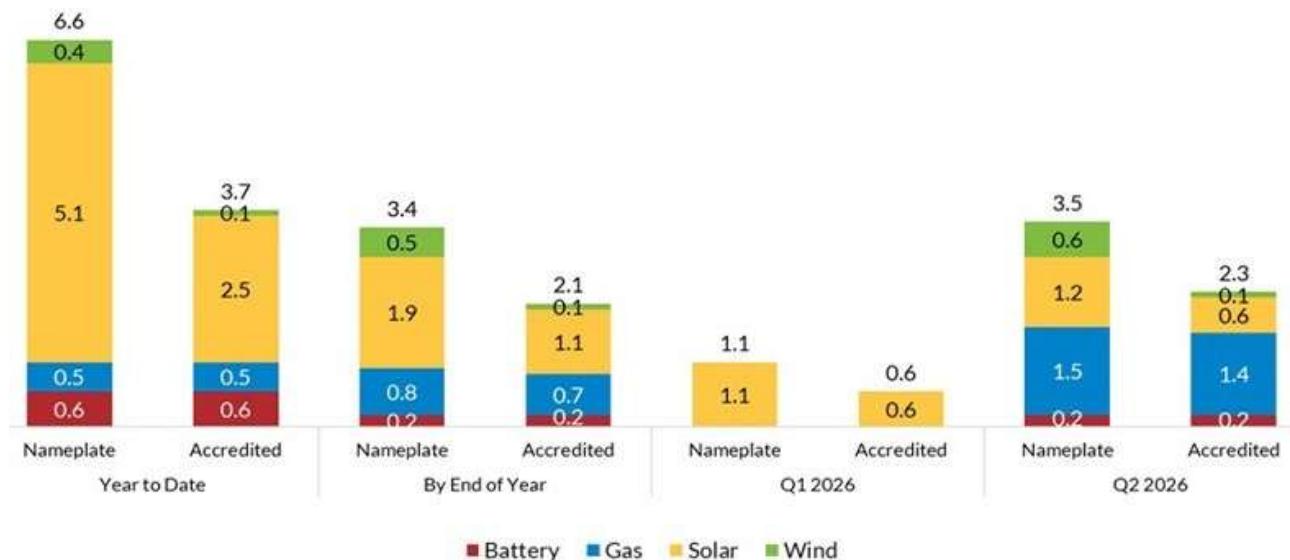
Суммарная мощность проектов в очереди на подключение в операционной зоне MISO снизилась до 174 ГВт

По состоянию на ноябрь очередь на техприсоединение в операционной зоне MISO сократилась до 944 проектов суммарной мощностью 174 ГВт. В начале 2025 г. этот показатель составлял 312 ГВт, к сентябрю – уже 215 ГВт. Очередь неуклонно



сокращается с момента решения администрации президента об отмене налоговых льгот на развитие ВИЭ, и MISO ожидает дальнейшего увеличения числа отказов.

Системный оператор уже проводит анализ заявок, поданных в 2022, 2023 и 2025 гг. (в 2024 г. они не принимались в связи с внедрением более строгих правил для ограничения очереди и исключения нежизнеспособных проектов). MISO рассчитывает ежегодно подключать к энергосистеме в среднем до 25 ГВт. С настоящего момента и ко второй половине 2026 г. должно быть подключено 8 ГВт установленной мощности, из которых 5 ГВт будут составлять аккредитованные энергоресурсы.



Если новые вводы состоятся, они превысят прогнозируемый ранее системным оператором 3,1 ГВт дефицита генерации в летний период 2026 г. В ноябре суммарная мощность генерирующих объектов в зоне MISO, для которых подписаны соглашения о техприсоединении и выданы разрешения на подключение, составила 61 ГВт.

Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

MISO и SPP начали работу над межрегиональными электросетевыми проектами в четырех штатах

Системные операторы MISO и SPP объявили о начале комплексного анализа 32 предварительно отобранных инфраструктурных проектов (из 46 предложенных) для «энергокоридоров» между их операционными зонами в штатах Техас, Арканзас, Луизиана и Оклахома. Цель исследования – определить наиболее перспективные проекты для совместного финансирования и реализации в рамках скоординированного плана развития энергосистем (Coordinated System Plan, CSP).

Основным преимуществом будущих ЛЭП должна быть способность обеспечить поставки между регионами и повысить системную надежность, они сосредоточены в пяти ключевых коридорах:

1. Северо-восток Оклахомы – север Арканзаса (строительство новых ЛЭП 765 кВ, 500 кВ и 345 кВ, реконструкция существующих ЛЭП и установка дополнительных силовых трансформаторов);
2. Восток Оклахомы – центр Арканзаса (строительство ЛЭП 500 кВ и 345 кВ);



3. Восток Оклахомы – Техас – северо-восток Луизианы (строительство ЛЭП 765 кВ и 345 кВ, строительство новых и модернизация существующих трансформаторных ПС);
4. Восток Оклахомы – Техас – юго-запад Арканзаса (строительство новой и реконструкция действующей сетевой инфраструктуры 500 кВ и 345 кВ, включая замену проводов, установку электрических реакторов и вторых цепей для одноцепных ЛЭП);
5. Восток Техаса – центр Луизианы (строительство и модернизация сетевой инфраструктуры 500 кВ).

Оценочная стоимость отобранных проектов варьируется от \$ 54 млн до почти \$ 4 млрд за HVDC-соединение, которое планируется построить в коридоре «северо-восток Оклахомы – север Арканзаса».

Анализ будет проводиться на основе модели развития сетевой инфраструктуры на 15-летний период, работу над которой SPP и MISO планируют завершить к декабрю 2025 г., и ориентирован на комплексный, а не индивидуальный подход по ключевым критериям (снижение дисконтированных затрат на производство электроэнергии, усиление надежности, повышение пропускной способности сети). Предварительные результаты планируется представить не позднее начала 2026 г. При подтверждении экономической обоснованности отдельных проектов или портфеля проектов SPP и MISO должны подготовить и направить на согласование FERC свои предложения о распределении затрат.

В следующем году системные операторы продолжат реализацию инициативы по формированию новой категории межрегиональных проектов – Targeted Market Efficiency Projects (TMEP), – направленной на оперативное устранение локальных сетевых ограничений. TMEP ориентирована на проекты с низкой стоимостью и коротким сроком реализации, и отбор базируется на анализе исторических данных о перегрузках, позволяющем выявлять «узкие» места и обосновывать компактные, но эффективные инфраструктурные решения. Инициатива дополняет собой механизмы долгосрочного планирования, такие как LRTP⁵ и JTIQ⁶, фокусируясь исключительно на проблемах, которые не будут существенно смягчены в течение ближайших пяти лет. Поправки к совместному операционному соглашению и механизму распределения затрат для TMEP будут представлены в FERC в первой половине квартала 2026 г.

Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

PJM Interconnection представил предварительный пакет проектов для RTEP 2025 стоимостью \$ 10 млрд

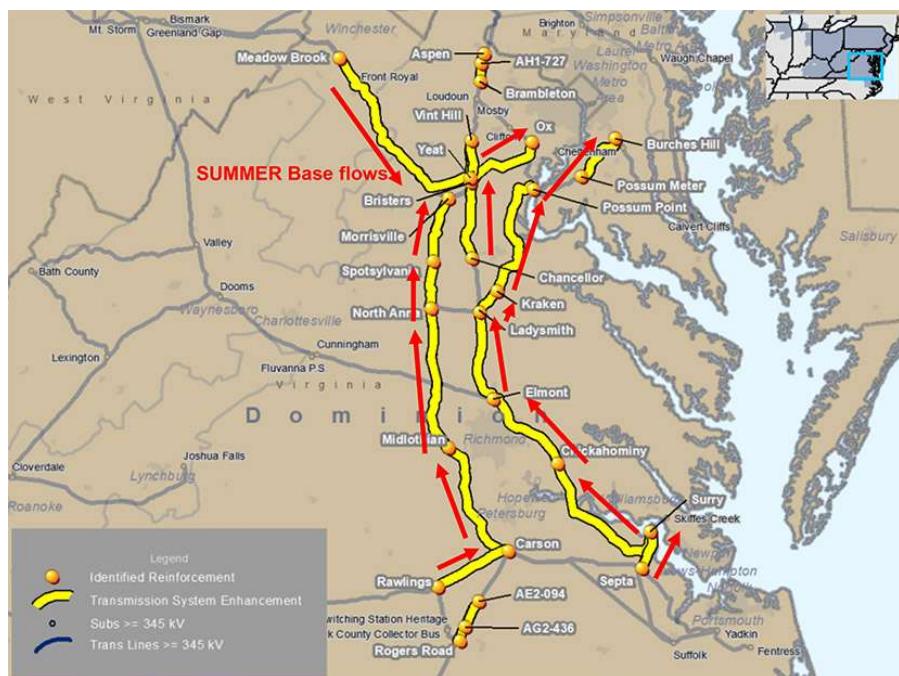
Системный оператор штатов Восточного побережья PJM подготовил список проектов, предложенных для включения в первое окно отбора в очередной план по развитию сети (Regional Transmission Expansion Plan, RTEP 2025) и предназначенных для повышения пропускной способности, чтобы покрывать растущую электрическую

⁵ Long Range Transmission Planning – программа долгосрочного планирования развития передающей сети, которая предусматривает строительство новых ЛЭП, решающих одновременно несколько задач: повышение надежности, обеспечение поставок на большие расстояния и активное внедрение ВИЭ.

⁶ Joint Targeted Interconnection Queue – пять проектов в штатах Среднего Запада, которые входят в операционные зоны MISO и SPP (Айова, Канзас, Северная Дакота, Небраска, Миннесота, Миссури и Южная Дакота).



нагрузку из-за активного строительства ЦОДов на севере штата Виргиния и в зоне ответственности энергокомпании PPL.



Проекты сгруппированы по четырем региональным кластерам: территория под управлением PPL в регионе Средней Атлантики (MAAC), MAAC в целом, юг и запад.

Для MAAC представлено в общей сложности 47 предложений, и подавляющее большинство направлено на устранение нарушений стандартов надежности, которые прогнозируются к 2030 г., и на реконструкцию существующих сетевых объектов или реализацию локальных мер по устранению рисков нарушения надежности. Более комплексные проектные решения предназначены для устранения таких рисков в долгосрочной перспективе (с 2032 г. и далее) и на локальном, и на региональном уровнях. Для укрепления передающей сети в MAAC/PPL получено 40 предложений, для решения аналогичных задач в западном регионе – 29.

Совокупная стоимость итогового пакета для включения в RTEP 2025 будет определена на основании утвержденного перечня. Предварительная оценка всех капитальных затрат находится в диапазоне от \$ 8 млрд до \$ 10 млрд. PJM планирует завершить отбор проектов в первом квартале 2026 г.

*Официальный сайт PJM Interconnection
<http://insidelines.pjm.com>*

Калифорнийский CAISO подвел очередные итоги работы балансирующего рынка

Системный оператор Калифорнии CAISO подготовил анализ работы своего балансирующего рынка (Western Energy Imbalance Market, WEIM) за третий квартал 2025 г. Экономия затрат потребителей за счет географической диверсификации поставок составила \$ 412 млн, при этом суммарная экономия с момента запуска WEIM в ноябре 2014 г. выросла уже до \$ 7,82 млрд.

Целью WEIM является оптимизация цен на электроэнергию при избыточной выработке дешевой ветровой и солнечной генерации, благодаря чему уменьшается необходимость снижать выработку ВИЭ в период излишнего предложения. В зоне обслуживания WEIM сосредоточено около 80% суммарной нагрузки потребления



Западного энергообъединения (Western Interconnection), его территория наряду с Калифорнией покрывает еще 10 штатов.

CAISO также подчеркнул важность запуска в следующем году рынка на сутки вперед (Extended Day-Ahead Market, EDAM). Для EDAM, где продается/покупается основной объем электроэнергии, планируется использовать все технологические преимущества WEIM.

В сентябре штат Калифорния принял закон, позволяющий CAISO уже с января 2028 г. передать WEIM и EDAM независимому региональному управляющему органу, т.е. привлечь к управлению рынками представителей соседних штатов в рамках инициативы West-Wide Governance Pathways.

Официальный сайт CAISO
<http://www.caiso.com>

АФРИКА

Южноафриканский NNR принял решение о продлении срока эксплуатации второго энергоблока АЭС Koeberg до 2045 г.

Национальный регулятор в атомной энергетике (National Nuclear Regulator, NNR) ЮАР выдал лицензию энергохолдингу Eskom на эксплуатацию второго блока АЭС Koeberg установленной мощностью 930 МВт в течение следующих 20 лет – до ноября 2045 г. Соответствующая лицензия для первого блока аналогичной мощности также сроком на 20 лет (до июля 2044 г.) была получена Eskom в июле 2024 г.

Продление лицензии состоялось после успешного завершения масштабной реконструкции второго блока, тщательной проверки безопасности и перезагрузки ядерного топлива. Оба энергоблока АЭС Koeberg теперь входят в число более чем 120 ядерных реакторов по всему миру, которые продолжают успешно работать по истечении первоначального 40-летнего срока эксплуатации.

Официальный сайт Eskom
<http://www.eskom.co.za>

