



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

06.06.2025 – 19.06.2025



ЕВРОПА

Испанское правительство получило первый отчет о системной аварии 28 апреля на Пиренейском полуострове

Испанское Министерство экологического перехода и демографических проблем MITECO опубликовало неконфиденциальную версию полного правительственного отчета по результатам расследования причин аварии в энергосистеме Пиренейского полуострова 28 апреля текущего года. Отчет представлен Совету министров и направлен от имени испанского правительства в Еврокомиссию. Одним из ключевых выводов комиссии по расследованию стало заключение о том, что национальный системный оператор REE и генерирующие компании не могли контролировать скачки напряжения, которые привели к аварии и отключениям электроэнергии.

Специальная экспертная группа ENTSO-E по расследованию аварии, со своей стороны, объявила о продолжении сбора и анализа данных. Предварительная хронология определена сложной последовательностью событий, которые произошли до отключений, окончательное их описание будет дано группой в фактологическом отчете, за которым последует углубленный анализ и рекомендации в итоговом отчете. Предварительные результаты показали, что в течение получаса, предшествовавшего аварии, в синхронной зоне континентальной Европы CESI имели место колебания напряжения. Актуальная информация о ходе расследования публикуется группой на специальной [веб-странице](#) ENTSO-E.

Официальные сайты MITECO, ENTSO-E
<http://www.miteco.gob.es>, <http://www.entsoe.eu>

Британский NESO подготовил методологию разработки первого Стратегического плана территориального развития национальной энергосистемы

Британский отраслевой регулятор Ofgem утвердил подготовленную системным оператором NESO методологию разработки первого стратегического плана территориального развития энергосистемы (Strategic Spatial Energy Plan, SSEP).

SSEP станет первым комплексным документом, определяющим развитие энергетической инфраструктуры Великобритании на период с 2030 по 2050 гг. План, который планируется опубликовать в 2026 г., призван ускорить переход страны к экологически чистой, доступной и надёжной энергетике. SSEP также будет способствовать выполнению целей правительственной программы Clean Power 2030, направленной на достижение нулевого уровня выбросов CO₂ к 2030 г., что потребует ускоренного внедрения в национальную энергосистему ВИЭ-генерации и усиления передающей сети. SSEP также поможет определить, где и в каких объёмах требуется размещать объекты генерации, технологии производства водорода и СНЭЭ с учётом возможного двукратного увеличения спроса на электроэнергию к середине века.

В октябре 2024 г. NESO по заказу правительства приступил к подготовке SSEP. После проведения общественных консультаций была подготовлена методология разработки SSEP, которая учитывает такие ключевые факторы, как экономическая эффективность, технологические требования, воздействие на окружающую среду, мнение местных сообществ, а также особенности использования земельных и прибрежных территорий по всей Великобритании. При этом обеспечивается



соблюдение принципов надёжности, устойчивости и доступности электроснабжения для всех потребителей.

SSEP будет гармонизирован с другими планами, направленными на развитие национальной энергетики, включая план централизованного развития (Centralised Strategic Network Plan, CSNP) для магистральных газовых и электрических сетей на период до 2050 г.

Официальный сайт NESO
<http://www.neso.energy>

Голландский TenneT опубликовал сценарии развития энергосистемы

Системный оператор Нидерландов TenneT опубликовал сценарии развития национальной энергосистемы в условиях энергоперехода и достижения углеродной нейтральности. Все сценарии направлены на обеспечение устойчивости и балансовой надёжности энергосистемы при растущей нагрузке потребления со стороны крупных промышленных предприятий и ЦОД, а также интенсивной электрификации транспортного сектора и ЖКХ: к 2050 г. ожидается увеличение потребления электроэнергии в 2,5-3,5 раза – с текущих 120 ТВт*ч до 290-440 ТВт*ч.

TenneT представил четыре возможных сценария:

1. «Устойчивое развитие» – высокие темпы электрификации, а также использование дополнительных энергоресурсов, таких, например, как DER's, для обеспечения балансовой надёжности.
2. «Энергетическая независимость» – достижение энергетической независимости страны за счет интенсивной электрификации, развития ветровой и солнечной генерации и производства «зеленого» водорода, а также максимального использования энергетической гибкости.
3. «Совместный баланс» – активное европейское сотрудничество и трансграничная торговля электроэнергией.
4. «Импортная перспектива» – увеличение импорта из соседних стран и снижение внутренней выработки и потребления электроэнергии.

Выводы и рекомендации по каждому из сценариев могут быть приняты за основу при подготовке планов развития электросетевой инфраструктуры и планировании соответствующих инвестиций.

Официальный сайт TenneT
<http://www.tennet.eu>

Трансграничное HVDC-соединение Greenlink между Великобританией и Ирландией пропускной способностью 500 МВт введено в коммерческую эксплуатацию

Консорциум компаний Sumitomo Electric Industries и Siemens Energy объявили об успешном завершении опытной эксплуатации HVDC-соединения Greenlink и передаче соединения в оперативное управление компании Greenlink Interconnector Limited для коммерческой эксплуатации.

Подводно-подземное HVDC-соединение 500 МВт соединяет ПС Great Island в графстве Уэксфорд (Ирландия) с ПС Pembroke в Пемброкшире (Уэльс). По соединению электроэнергия может передаваться в любом направлении в



зависимости от текущего спроса и предложения, что повышает надежность и гибкость электроснабжения потребителей в каждой из стран.



Строительство Greenlink началось в январе 2022 г. опытная эксплуатация – в феврале 2025 г. В рамках проекта Siemens Energy построила две HVDC ППС, а Sumitomo Electric поставила HVDC кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Кабельная сеть Greenlink включает 24 км наземных КЛ в Ирландии и 6 км в Уэльсе, а также 160 км подводных КЛ, проложенных через Ирландское море.

Ожидается, что Greenlink будет способствовать укреплению энергетической безопасности, интеграции энергоресурсов на базе ВИЭ и стабилизации оптовых цен на электроэнергию в обеих странах.

Информационно-аналитический ресурс Smart Energy
<http://www.smart-energy.com>

Датская Ørsted объявила о приостановке реализации проекта строительства шельфовой ВЭС Hornsea 4 проектной мощностью 2,4 ГВт в Великобритании

Датская энергетическая компания Ørsted объявила о приостановке реализации проекта строительства шельфовой ВЭС Hornsea 4 проектной мощностью 2,4 ГВт в британских водах Северного моря в его текущем виде.

После заключения в сентябре 2024 г. по результатам проведенного аукциона контракта на разницу цен (Contract for Difference, CfD) для электроэнергии, вырабатываемой ВЭС Hornsea 4, Ørsted столкнулся с рядом неблагоприятных для дальнейшей реализации проекта факторов, включая продолжающийся рост цен на комплектующие, более высокие процентные ставки по банковским кредитам и увеличение рисков несоблюдения запланированных сроков завершения проекта. Указанные факторы привели к значительному снижению экономической эффективности проекта, и, по мнению Ørsted, государственное субсидирование проекта строительства ВЭС Hornsea 4 в рамках CfD недостаточно для поддержки проекта такого масштаба.

Ørsted приостановила инвестирование проекта и в ближайшее время расторгнет заключенные ранее договоры с подрядчиками на проведение работ в рамках проекта. В результате принятого решения Ørsted понесет убытки в размере от DKK 3,5 млрд до DKK 4,5 млрд. Тем не менее, Ørsted сохраняет за собой полученные права на участок в акватории Северного моря, одобренную заявку на техприсоединение и полученное разрешение на строительство (Development Consent Order) ВЭС Hornsea 4. В будущем компания намерена изучить альтернативные пути реализации проекта.

Для правительства Великобритании отказ разработчика от дальнейшей реализации такого крупного проекта в области генерации на базе ВИЭ представляет двойную проблему в преддверии следующего CfD-аукциона, поскольку отмена проекта строительства ВЭС Hornsea 4, во-первых, приведет к дефициту мощности ветровой генерации в объеме 2,4 ГВт, а, во-вторых, является предупреждением о необходимости повышения закупочных цен на электроэнергию для компенсации растущих затрат на реализацию проектов в области возобновляемой энергетики. Хотя у Ørsted есть свои специфические проблемы для приостановки проекта, нет сомнений, что ухудшение макроэкономической ситуации и рост стоимости цепочки поставок бьют по всем разработчикам, и следующий CfD-аукцион должен отразить ухудшение ситуации в области возобновляемой энергетики.

Предлагаемое правительством решение о зональном ценообразовании в целях снижения цен на электроэнергию еще больше усложняет ситуацию, учитывая, что разработчики проектов в области возобновляемой энергетики почти единогласно заявляют, что такой шаг правительства увеличит расходы на строительство ВЭС. В сложившейся ситуации от правительства ожидается четкий сигнал либо о поддержке зонального ценообразования, либо о выборе некоего альтернативного подхода, который также позволит достичь поставленной правительством цели по снижению счетов на оплату электроэнергии для британских потребителей.

Официальный сайт Ørsted
<http://www.orsed.com>

АМЕРИКА

Американский PJM опубликовал ежегодный отчет о реализации регионального плана развития передающей сети за 2024 г.

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection¹ опубликовал ежегодный отчет о реализации Регионального плана развития передающей сети за 2024 год – Regional Transmission Expansion Plan (RTEP) Report.

Разрабатываемый системным оператором RTEP определяет потребности в развитии региональной передающей сети. В RTEP 2024 рассмотрены реализация одобренных сетевых проектов за 2024 г. и задачи по расширению и модернизации электрических сетей, направленные на поддержание системной надежности.

¹ В операционную зону входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



В RTEP включено 63 базовых проекта суммарной стоимостью ≈\$ 5,9 млрд, направленных на поддержание системной надежности в условиях заметно меняющихся региональных перетоков электроэнергии, а также 201 новый проект строительства электросетевой инфраструктуры суммарной стоимостью ≈\$ 1,7 млрд, целью реализации которых является обеспечение условий для подключения к энергосистеме в операционной зоне PJM новых генерирующих объектов.

В RTEP 2024 отмечается ускорение роста электропотребления, обусловленное активным строительством новых ЦОД, формирующих крупные узлы потребления, а также интенсивной электрификацией транспортного, промышленного и строительного секторов экономики. PJM прогнозирует ежегодный рост летнего максимума потребления в своей операционной зоне на уровне 1,6% на ближайшие 10 лет, что на 0,8% выше прогнозируемого 2023 г.

Также отмечается, что ускоренный вывод из эксплуатации обеспечивающих поддержание системной надежности генерирующих мощностей, обусловленный физическим износом оборудования и экологической политикой, опережает вводы новых, преимущественно инверторных энергоресурсов (IBR). Только в 2024 г. PJM было зарегистрировано более 30 уведомлений о выводе из эксплуатации генерирующих объектов суммарной мощностью свыше 2 ГВт. В то же время почти 40% новых заявок на подключение приходится на проекты строительства СЭС.

Ключевыми достижениями в области планирования развития энергосистемы в зоне PJM, которые способствовали повышению системной надёжности, согласно RTEP 2024 являются следующие:

- Усовершенствование процедуры техприсоединения новых объектов генерации, включая переход к кластерному анализу (Cluster Study) по принципу «первый готов к строительству – первый рассматривается». В 2024 г. в рамках первого этапа (Phase I) перехода на новую процедуру рассмотрения заявок на техприсоединение было проведено исследование влияния на энергосистему 307 проектов и 206 проектов в рамках второго этапа (Phase II).
- В рамках единой инициативы по обеспечению балансовой надежности (Reliability Resource Initiative, RRI) создан механизм упрощённого участия во втором цикле рассмотрения заявок на техприсоединение (Transition Cycle 2) для ограниченного числа готовых к эксплуатации новых или увеличивающих установленную мощность объектов генерации, не находящихся в очереди на техприсоединение. При этом мощность новых или повышение мощности действующих электростанций должны быть не ниже 10 МВт. По оценке PJM, до конца 2026 г. системный оператор рассмотрит до 50 таких заявок.
- Вторая инициатива – внесение изменений в механизм использования присоединенной мощности – Surplus Interconnection Service (SIS). Изменения, вступившие в силу в марте текущего года, позволяют задействовать неиспользуемую присоединяемую мощность генерирующего объекта, для которого работа на полной мощности в круглосуточном режиме технически невозможна или экономически нецелесообразна.

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

Американский PJM отобрал 51 проект на рассмотрение в рамках ускоренной процедуры техприсоединения

Системный оператор штатов Восточного побережья PJM отобрал 51 проект для участия в ускоренной процедуре техприсоединения в рамках RRI. FERC одобрила RRI в феврале 2025 г., а в марте PJM получил 94 заявки на участие в RRI совокупной мощностью 26,6 ГВт. Отобранные PJM проекты будут рассмотрены в приоритетном порядке как часть комплекса мер по снижению рисков возникновения дефицита мощности в период 2026-2027 г.

В течение последних месяцев PJM неоднократно указывал на потенциальные риски возникновения дефицита мощности из-за роста нагрузки потребления и недостаточного объема вводов новых энергоресурсов, что уже повлияло на значительное увеличение цен на мощность в рамках аукциона по отбору поставщиков мощности (BRA) в 2024 г., когда цены на поставку мощности по сравнению с BRA в 2023 г. выросли с ≈\$ 29 до почти \$ 270. Сложившаяся ситуация подтолкнула PJM активизировать усилия по увеличению суммарной мощности энергоресурсов в своей операционной зоне.

Среди одобренных PJM проектов суммарной мощностью 11,8 ГВт 69% мощности приходится на долю газовых электростанций, 19% – на СНЭЭ, 12% – на АЭС и 0,1% – на угольные ТЭС. При этом 39 проектов – это модернизация действующих электростанций, а 12 проектов – строительство новых энергообъектов. По прогнозу PJM, 90% из одобренных системным оператором энергоресурсов будут введены в эксплуатацию к 2030 г., что обеспечит PJM дополнительно 9,4 ГВт располагаемой мощности.

Анализ проектов, претендующих на участие в RRI, отбор которых осуществлялся по критериям их вклада в обеспечение балансовой надёжности и срокам ввода в коммерческую эксплуатацию, будет проведен PJM в рамках Transition Cycle 2. В настоящее время в очереди на рассмотрение в рамках Transition Cycle 2 уже находится порядка 500 проектов суммарной мощностью ≈50 ГВт, а, по оценке PJM, рассмотрение проектов в рамках RRI позволит ввести их в эксплуатацию на 18 месяцев раньше, чем если бы они рассматривались в рамках стандартной процедуры рассмотрения заявок на техприсоединение.

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

Американская FERC одобрила выделение \$ 180 млн в год на продление эксплуатации ТЭС Brandon Shores и ТЭС H.A. Wagner

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США одобрила выделение \$ 180 млн в рамках соглашений об эксплуатации в целях обеспечения надежности энергосистемы (reliability-must-run, RMR) для расположенных в штате Мэриленд ТЭС Brandon Shores и ТЭС H.A. Wagner, что позволит им продолжить работу до 31 мая 2029 г.

Генерирующая компания Talen Energy, являющаяся собственником обеих ТЭС, намеревалась вывести их из эксплуатации в текущем году. Однако, по мнению системного оператора штатов Восточного побережья США PJM, это привело бы к проблемам с балансовой надёжностью энергосистемы в районе Балтимора. В соответствии с RMR-соглашениями, заключёнными Talen Energy с компаниями Exelon, PJM, Maryland PSC, Southern Maryland Electric Cooperative и Old Dominion



Electric Cooperative, угольная ТЭС Brandon Shores мощностью 1 289 МВт будет получать \$ 145 млн в год, а работающая на мазуте ТЭС Wagner мощностью 843 МВт – \$ 35 млн в год. При этом Talen Energy обязалась возвращать потребителям доходы, полученные станциями за торговлю электроэнергией на энергорынке, а также согласилась ограничить инвестиции, требующие одобрения PJM.

Против заключения указанных соглашений выступили Независимый рыночный наблюдатель рынка PJM и Управление общественного совета штата Мэриленд, выразившие несогласие с оценкой ТЭС Brandon Shores и ТЭС H.A. Wagner своих невозвратных затрат. Однако FERC сочла, что невозвратные затраты, определенные ТЭС, находятся в пределах справедливого и разумного диапазона, будут компенсированы за счет доходов от продажи мощности и в конечном итоге возвращены потребителям. При этом, по мнению Комиссии, затраты, понесенные потребителями, будут больше в случае возможных неплановых отключений электроэнергии, обусловленных преждевременным выводом ТЭС Brandon Shores и ТЭС H.A. Wagner из эксплуатации.

По информации системного оператора, RMR-соглашения позволят обеспечить балансовую надежность до завершения модернизации энергосистемы в операционной зоне PJM, после чего обе ТЭС будут выведены из эксплуатации.

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

Американский MISO подтвердил эффективность использования ПО SUGAR для анализа заявок на техприсоединение объектов генерации

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO² пришел к выводу, что программное обеспечение SUGAR (Suite of Unified Grid Analyses with Renewables), разработанное для автоматизации процедуры анализа заявок на технологическое присоединение к энергосистеме объектов генерации, является эффективной альтернативой расчетной модели, используемой в настоящее время для определения необходимой модернизации электросетевой инфраструктуры.

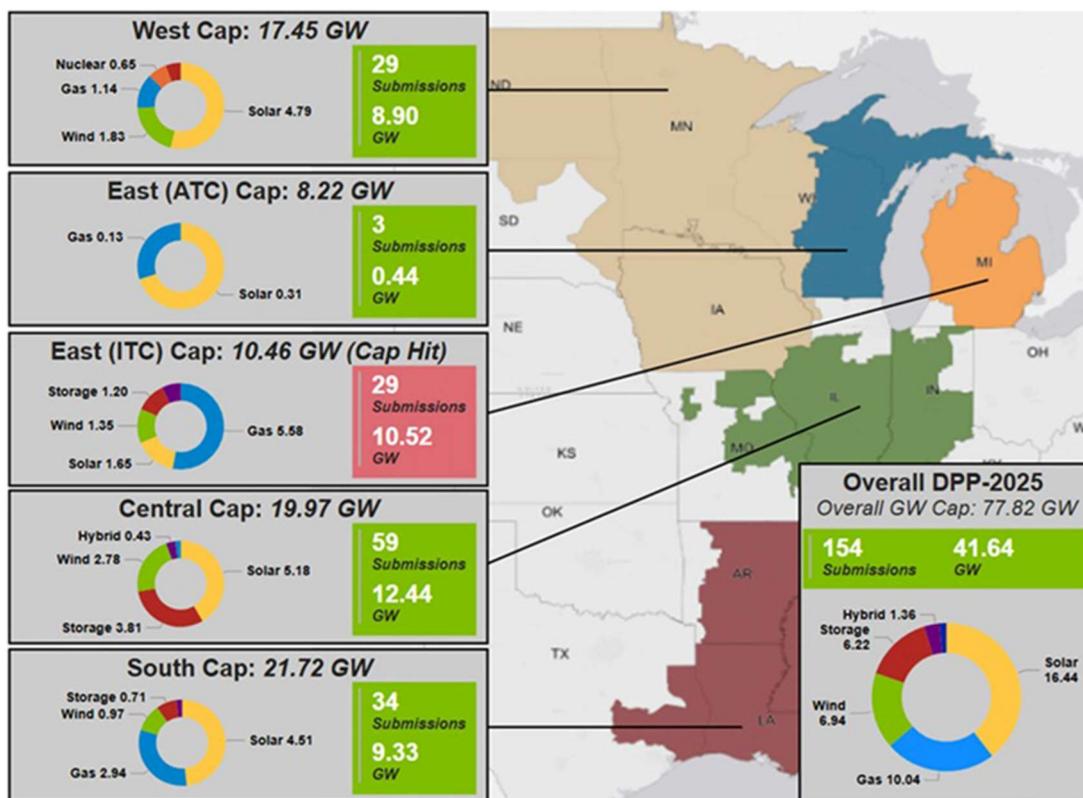
MISO опубликовал сравнительный анализ необходимости модернизации электросетевой инфраструктуры, подготовленный с использованием ПО SUGAR, с оценками, выполненными ранее в рамках обработки заявок, поступивших 2021 г. По оценке MISO, критерием успешности использования ПО SUGAR является выявление не менее 98% ограничений пропускной способности передающей сети, обнаруженных в ходе предыдущих анализов.

По данным системного оператора, анализ, проведенный ПО SUGAR, показал 99,23% (259 из 261) совпадений в отношении ограничений по допустимым температурам нагрева, 100% совпадений в части ограничений по пропускной способности и 99,03% (102 из 103) совпадений в части ограничений по напряжению. Таким образом, для всех трех видов проведенных оценок ПО SUGAR показало совпадение с результатами ранее проведенных MISO анализов в 99,2% случаев. При этом, по данным MISO, проведение анализа затрат на модернизацию электрической сети для проектов, подавших заявки на техприсоединение в 2021 г., заняло в свое время у MISO 686 дней, а стоимость модернизации была оценена в \$ 13,36 млрд, тогда как использование ПО SUGAR позволило провести данный анализ всего за 10

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



дней, а совокупные затраты на присоединение того же пула проектов были оценены в \$ 13,25 млрд.



Установленные лимиты по присоединенной мощности; число и совокупная мощность поданных заявок на присоединение по типам генерации в зоне MISO (на апрель 2025 г.).

В июле текущего года MISO планирует начать первый этап обработки заявок на техприсоединение с использованием ПО SUGAR. Заключение соглашений о техприсоединении по всем поданным к настоящему времени и находящимся в работе заявкам ожидается в течение 2026 г.: для поданных в 2022 г. – во II квартале, для поданных в 2023 г. и 2024 г. – в III квартале, а для поданных в 2025 г. – к концу 2026 г.

Совокупный лимит по присоединенной мощности объектов генерации в операционной зоне MISO для заявок, поданных 2025 г., составляет ≈78 ГВт. На текущий момент зарегистрировано 154 заявки совокупной мощностью 41,64 ГВт. При этом MISO отмечается, что заявки, поданные в Восточном регионе (29 заявок совокупной мощностью 10,52 ГВт), во-первых, превышают годовой лимит по присоединенной мощности (50% от максимума нагрузки потребления), а во-вторых, включают большое количество мощностей газовой генерации, что может привести к нарушению установленного штатом Мичиган стандарта по доле ВИЭ в структуре генерирующих мощностей, которая должна составлять 50% к 2030 г. и 60% к 2035 г.

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

Одобрено строительство первых в штате Техас ЛЭП 765 кВ в целях повышения надежности электроснабжения Пермского бассейна

Техасский отраслевой регулятор (Texas Public Utility Commission, TPUC) одобрил план строительства системным оператором штата ERCOT первых в регионе



ЛЭП 765 кВ для удовлетворения быстро растущих потребностей в электроэнергии нефтегазоносного Пермского бассейна на западе штата, которые обусловлены электрификацией нефтегазовой промышленности и ростом совокупной мощности ЦОД. ERCOT представил свой план обеспечения надежности электроснабжения Пермского бассейна в июле 2024 г. Планом предусмотрено два варианта расширения электросетевой инфраструктуры – строительство и ввод в эксплуатацию до 2038 г. ЛЭП 345 кВ или 765 кВ. План был одобрен TPUC в октябре 2024 г., принятие решения по предпочтительному уровню напряжения ЛЭП было отложено до мая 2025 г.

Несмотря на то, что стоимость строительства ЛЭП 345 кВ на 22% ниже, чем ЛЭП 765 кВ (\$ 8,28 млрд против \$ 10,11 млрд), ERCOT и операторы передающих систем заявили, что выбор ЛЭП 765 кВ является более предпочтительным, т.к. при том же количестве ЛЭП можно будет передавать в два раза больше электроэнергии, что позволит удовлетворить более высокий уровень спроса на электроэнергию и в долгосрочной перспективе снизить затраты на расширение электросетевой инфраструктуры, тем самым избежав необходимости строительства дополнительных ЛЭП по мере развития штата.

TPUC также принял решение о проведении комплексной проверки для выделения финансирования из средств Техасского энергетического фонда (Texas Energy Fund, TEF) в рамках программы TEF In-ERCOT четырех проектов строительства генерирующих объектов суммарной мощностью 1 900 МВт, принадлежащих независимым производителям электроэнергии Invenergy и Nightpeak Energy, два из которых совокупной мощностью 1 369 МВт находятся в собственности Invenergy, а два других суммарной мощностью 565 МВт – Nightpeak Energy. Таким образом, портфель проектов в рамках TEF In-ERCOT увеличился до 18 проектов суммарной мощностью 9 218 МВт. Объем льготного государственного кредитования в рамках данной программы составляет \$ 5,04 млрд.

Регулятор также определил первого получателя средств по программе TEF Completion Bonus Grant Program³, которым стала первая из двух ГТУ мощностью 188 МВт, которые планируется построить на ТЭС Timmerman. На строительство ГТУ TPUC может выделить \$ 22,5 млн (\$ 120 тыс. за МВт) при условии подключения ГТУ к сети централизованного электроснабжения в операционной зоне ERCOT до 1 июня 2026 г. При этом ГТУ также должна соответствовать определенным показателям по производительности и надежности, на соответствие которым ГТУ будет проверяться ежегодно в течение 10 лет. Ожидается, что ГТУ будет введена в коммерческую эксплуатацию в 2025 г.

По решению TPUC запуск энергоблока № 3 ТЭС Braunig, выведенного в плановый ремонт в марте текущего года, будет отложен до весны 2026 г. в связи с необходимостью замены котла-утилизатора. Стоимость замены котла-утилизатора составит \$ 3 млн, а совокупные затраты на ремонт – \$ 25 млн. Возраст ТЭС Braunig составляет более 55 лет, и компания-владелец станции CPS Energy планировала вывести ее из эксплуатации, однако ERCOT заявил о необходимости сохранения ТЭС Braunig в работе для обеспечения балансовой надежности энергосистемы. ERCOT и энергорынок обязаны выплатить CPS Energy \$ 45,85 млн на сохранение станции в работе в соответствии с RMR-соглашениями. Для компенсации временно выведенной из эксплуатации генерирующей мощности ERCOT разместит в Сан-Антонио 15 взятых в аренду мобильных генерирующих установок мощностью 40 МВт каждая, которые

³ В рамках TEF Completion Bonus Grant Program осуществляется выделение грантов на строительство или увеличение мощности (не менее, чем на 100 МВт) диспетчируемой генерации в операционной зоне ERCOT.



будут подключены к распределительной сети в зоне обслуживания CPS Energy в критически важных узлах.

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

Системный оператор региона Новая Англия прогнозирует рост потребления электроэнергии и максимума нагрузки в течение следующего десятилетия

Системный оператор Новой Англии⁴ ISO-NE опубликовал очередной ежегодный прогнозный отчет по развитию региональной энергосистемы (2025-2034 Forecast Report of Capacity, Energy, Loads and Transmission, CELT 2025).

CELT является основным источником данных, используемых ISO-NE при долгосрочном планировании и анализе балансовой надежности, и включает: долгосрочный прогноз максимального потребления активной мощности, в котором учитываются: электрификация различных секторов экономики, ЕЕ-потребители⁵, фотоэлектрические ВТМ-установки⁶, потенциальная производительность энергоресурсов и суммарная мощность генерирующего оборудования в регионе, разделение генерирующих мощностей по видам топлива/типу оборудования, действующие, а также находящиеся на стадии планирования и строительства объекты электросетевой инфраструктуры. ISO-NE прогнозирует, что в течение следующего десятилетия ежегодный рост потребления составит $\approx 11\%$, главным образом за счет ускоряющейся электрификации коммунального и транспортного секторов. Согласно CELT 2025:

- Ежегодный рост чистого потребления электроэнергии составит 1,2% в год (с 117 262 ГВт*ч в 2025 г. до 130 665 ГВт*ч в 2034 г.).
- Фотоэлектрические ВТМ-установки позволят снизить потребление электроэнергии на 5 555 ГВт*ч в 2025 г. и на $\approx 11 487$ ГВт*ч к 2034 г.
- В 2034 г. суммарное потребление электромобилей составит 8 735 ГВт*ч, электрических системам отопления – 8 049 ГВт*ч.
- Летний максимум потребления активной мощности в 2025 г. и в 2034 г. с 50% вероятностью⁷ составит соответственно 24 803 МВт и 26 897 МВт, с 10% вероятностью⁸ – соответственно 25 886 МВт и 28 297 МВт.
- Значение летнего чистого максимума потребления будет расти в среднем на 0,9% ежегодно в течение следующих 10 лет (как в нормальных условиях, так и в условиях повышенных температур). При этом фотоэлектрические ВТМ-установки в рассматриваемый период позволят снизить ежегодный летний максимум потребления на 1 870 МВт, однако электрификация транспортного сектора с 50% вероятностью увеличит летний максимум потребления на 852 МВт к 2034 г.

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

⁵ К категории энергоэффективных (energy efficiency, ЕЕ) потребителей относятся розничные потребители электроэнергии, снижающие нагрузку потребления (без ущерба для основного производства) в периоды пиковых нагрузок на энергосистему, режимы работы которых не регулируются системным оператором.

⁶ К категории Behind-the-Meter относится генерация, не участвующая в формировании планового диспетчерского графика ISO-NE.

⁷ Вероятность того, что пик нагрузки будет выше прогнозируемого, составляет 50%.

⁸ Вероятность того, что пик нагрузки будет выше прогнозируемого, составляет 10%.



- В зимний период ежегодный рост максимума потребления активной мощности в нормальных погодных условиях составит 2,9% (с 20 056 МВт в 2025-2026 гг. до 26 020 МВт в 2034-2035 гг. (с 50% вероятностью) или с 21 125 МВт в 2025-2026 гг. до 28 714 МВт в 2034-2035 гг. (с 10% вероятностью), при более холодной погоде – 3,1%. При этом в зимний период 2034-2035 гг. электрификация транспортного сектора с 50% вероятностью увеличит зимний максимум потребления активной мощности на 1 764 МВт, электрификация систем отопления – на 4 765 МВт. Фотоэлектрические ВТМ-установки позволят снизить зимний максимум потребления на 402 МВт в 2034-2035 гг. В связи с электрификацией систем отопления также прогнозируется сдвиг зимнего максимума потребления с вечернего времени на утренние часы суток.

Официальный сайт ISO-NE
<http://isonewswire.com>

Системный оператор штата Нью-Йорк опубликовал критерии для выявления неэффективных поставщиков резервов мощности

Системный оператор штата Нью-Йорк NYISO опубликовал критерии для выявления так называемых неэффективных поставщиков оперативных резервов мощности в рамках своей инициативы по отстранению таких поставщиков от участия в энергорынке.

В соответствии с первым критерием анализируется соответствие фактически выданной мощности заданным (базовым) значениям в период активации 10-минутных резервов мощности (Reserve Pick-up, RPU), в случаях, когда ошибка регулирования суммарных перетоков мощности в операционной зоне NYISO превышала 100 МВт, а также при проведении аудитов поставщиков оперативных резервов мощности. Оценка на соответствие данному критерию проводится на основе сравнения суммы мгновенных значений отклонений между фактическими и базовыми значениями выдаваемой мощности и суммы базовых значений за трехмесячный период, предшествующий проведению оценки. Если уровень участия поставщика оперативных резервов мощности во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (вторичное регулирование) в периоды RPU ниже 70%, такой поставщик считается неэффективным.

Второй критерий направлен на выявление поставщиков оперативных резервов мощности, недостаточно активно участвующих во вторичном регулировании. Сравнивается запрашиваемый и фактически поставленный объем мощности за трехмесячный период, предшествующий проведению оценки. Если уровень участия поставщика оперативных резервов мощности во вторичном регулировании ниже 50%, такой поставщик считается неэффективным.

Неэффективные поставщики могут быть исключены из участников рынка оперативных резервов мощности как минимум на 30 дней, а в дальнейших случаях выявления несоответствия какому-либо из указанных критериев – на 90 дней. Поставщики могут обжаловать исключение из участников соответствующего энергорынка в следующих случаях: данные, использованные системным оператором для оценки несоответствия их указанным критериям, неверны; генерирующее оборудование на момент оценки находилось в плановом ремонте; базовые точки не соответствуют реальным техническим возможностям их генерирующего оборудования и при форс-мажорных обстоятельствах.



По данным NYISO, всего за 2024 г. суммарный объем оперативных резервов мощности, не соответствующих одному или одновременно двум критериям, составил 550 МВт. Исключение неэффективных поставщиков оперативных резервов мощности из участников соответствующего энергорынка на 3 месяца в 2024 г. привело бы к ежемесячному снижению суммарного объема оперативных резервов мощности в операционной зоне NYISO на 100 МВт.

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

В Чили введена в эксплуатацию одна из крупнейших в Латинской Америке СНЭЭ мощностью 200 МВт и энергоемкостью 800 МВт*ч

Компания Atlas Renewable Energy (Atlas), специализирующаяся в области возобновляемой энергетики, ввела в эксплуатацию в чилийском регионе Антофагаста СНЭЭ Desierto на базе аккумуляторных батарей установленной мощностью 200 МВт и энергоемкостью 800 МВт*ч – одну из крупнейших СНЭЭ в Латинской Америке.

СНЭЭ Desierto, проект строительства которой реализовывался Atlas в партнерстве с чилийской энергетической и лесоперерабатывающей компанией COPEC, будет аккумулировать избыточную электроэнергию, выработанную солнечной генерацией в течение дня, и выдавать ее в часы пикового потребления. Таким образом, как отмечается в пресс-релизе Atlas, СНЭЭ повысит устойчивость энергосистемы и снизит потребность в ограничении выработки ВИЭ-генерации.

По информации Atlas, компания планирует использовать опыт, полученный при строительстве СНЭЭ Desierto в Чили, в качестве ориентира для будущего внедрения СНЭЭ на базе аккумуляторных батарей в других странах региона, включая Бразилию, Колумбию и Мексику. В настоящее время в портфеле активов Atlas находится более 8,4 ГВт мощности возобновляемых энергоресурсов, из которых 2,5 ГВт находятся на стадии разработки и готовы к заключению контрактов, а около 3,6 ГВт уже введены в эксплуатацию. Недавно компания закрыла финансирование проекта строительства энергокомплекса Estera на сумму \$ 510 млн – крупнейшей сделки в истории компании. Реализация проекта строительства энергокомплекса Estera, в состав которого входят солнечная фотоэлектрическая установка и СНЭЭ на базе аккумуляторных батарей, поддерживается двумя долгосрочными соглашениями о поставке электроэнергии, подписанными Atlas с компаниями Codelco и Colbun – ключевыми игроками в горнодобывающем и энергетическом секторе Чили.

Информационно-аналитический ресурс Smart Energy
<http://www.smart-energy.com>

АВСТРАЛИЯ

Новозеландская Transpower предлагает инвестировать в модернизацию HVDC-соединения через пролив Кука до \$ 1,4 млрд

Государственная новозеландская компания Transpower открыла публичные консультации по своему инвестиционному предложению в размере до \$ 1,4 млрд, которые планируется направить на модернизацию HVDC-соединения через пролив



Кука в целях обеспечения (по мере электрификации экономики Новой Зеландии) надежного и экономичного электроснабжения в течение следующих 40 лет.

Transpower предлагает замену ключевых компонентов критически важного HVDC-соединения между Северным и Южным островами Новой Зеландии в рамках реализации комплекса проектов по модернизации, повышению эффективности и защите национальной энергосистемы. HVDC-соединение между энергосистемами двух основных островов страны, пропускная способность которого в настоящее время позволяет передавать до 15% всей потребляемой в Новой Зеландии электроэнергии, имеет решающее значение для обеспечения устойчивости, поскольку позволяет оптимально использовать генерирующие мощности на обоих островах.

HVDC-соединение через пролив введено в эксплуатацию в 1965 г., в 1991 г. была проведена замена подводных силовых кабелей. После замены существующих КЛ, есть все основания для установки дополнительных КЛ. Это позволит передавать больше электроэнергии, а также обеспечит аварийные резервы мощности в случае неплановых отключений в долгосрочной перспективе.

Другие основные компоненты HVDC соединения, требующие модернизации в начале-середине 2030-х гг. – станции выхода на берег подводных КЛ, которые соединяют подводную и наземную части соединения, и система управления передачей электроэнергии. Transpower предлагает заменить их одновременно с силовыми кабелями в рамках комплекса мер по модернизации, которая должна быть завершена к 2031 г. Строительные работы начнутся в 2030 г., новое оборудование будет введено в эксплуатацию в 2031 г. Transpower ожидает, что проведение работ по модернизации соединения не окажет влияния на надежность электроснабжения.

Официальный сайт Transpower
<http://www.transpower.co.nz>

В Южной Австралии успешно используются БПЛА для мониторинга технического состояния электросетевой инфраструктуры

Австралийская энергокомпания SA Power Networks с 2016 г. использует БПЛА для мониторинга технического состояния электросетевой инфраструктуры в целях повышения надежности электроснабжения потребителей в штате Южная Австралия.

БПЛА позволяют обнаружить скрытые или малозаметные повреждения оборудования ЛЭП. Например, в юго-восточных районах штата использование БПЛА позволило обнаружить и оперативно устранить повреждения, которые крайне трудно обнаружить при осмотре ЛЭП с земли, и которые ранее приводили к неоднократным отключениям ЛЭП.

SA Power Networks стала первой компанией в Австралии, получившей разрешение на проведение продолжительных полётов БПЛА в ночное время. Используя БПЛА с тепловизорами, операторы могут проводить осмотры ЛЭП в целях обнаружения локальных перегревов проводов в ночное время, когда температура окружающей среды ниже. Кроме того, SA Power Networks применяет БПЛА для выполнения монтажных работ в географически сложных местах, труднодоступных для технического персонала и наземной техники.

Официальный сайт Energy Magazine
<http://www.energymagazine.com.au>

