



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

29.05.2026 – 04.06.2026



ЕВРОПА

Голландский TenneT развивает сотрудничество с Королевским метеорологическим институтом

В соответствии с соглашением о сотрудничестве, подписанным с Королевским метеорологическим институтом (Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, KNMI), системный оператор Нидерландов TenneT получает непрерывный доступ к метеорологическим данным и результатам климатического моделирования, чтобы целенаправленно развивать новые методики и внедрять их непосредственно в процессы управления электрической сетью.

Высоковольтная сеть как основа энергоснабжения страны в настоящее время все острее нуждается в дополнительной пропускной способности для подключения новых клиентов и интеграции ВИЭ. В таких условиях TenneT вынужден находить баланс между расширением сетевой инфраструктуры и поиском внутренних резервов для более рационального использования существующих активов. Ключевую роль в этом процессе играют метеорологические и климатические данные KNMI, которые позволяют точнее оценивать системные риски и выявлять дополнительные резервы пропускной способности.

Сотрудничество с KNMI создает основу для внедрения методологии Dynamic Asset Rating (DAR) – предел пропускной способности непрерывно пересчитывается с учетом актуальных метеорологических условий, температура окружающей среды, скорость ветра и уровень солнечной радиации определяют не только режим генерации ВИЭ, но и допустимую токовую нагрузку ЛЭП, и существующая сетевая инфраструктура используется более полно параллельно с плановым расширением. В частности, краткосрочные прогнозы KNMI позволяют прогнозировать сценарии «солнечное утро – дождливый полдень», что дает TenneT возможность задействовать заблаговременно СНЭЭ, сократить потребление резервных источников и поддержать баланс активной мощности в сети. Учитывая значительные сроки реализации проектов нового строительства, применение DAR является одним из приоритетных направлений.

По мере учащения экстремальных погодных явлений, которые неоднократно приводили к повреждениям инфраструктуры, в ежегодных мониторингах надежности энергоснабжения (Monitor Leveringszekerheid), составляемых TenneT совместно с KNMI, проводится детальный анализ метеорологических условий и оцениваются последствия сценариев «темного штиля» – продолжительного периода крайне низкой инсоляции и отсутствия ветра, когда выработка СЭС и ВЭС падает до минимальных значений синхронно на обширной территории, вплоть до масштабов всей Западной Европы. При «темном штиле» с аномально низкими температурами потребление электроэнергии резко возрастает, и это явление, наиболее вероятное в зимние месяцы, относится к новому типу системных уязвимых мест, требующему адаптации сетевой инфраструктуры к работе в условиях высокой волатильности погодных факторов. Согласно прогнозным моделям, начиная с 2030 г. подобные сценарии создают существенные риски для надежности.

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



Siemens завершил поставку трансформаторов для HVDC-соединения NeuConnect между Великобританией и Германией

Проект NeuConnect стоимостью € 2,8 млрд по строительству HVDC-соединения между Великобританией и Германией вышел на финальную стадию оснащения ППС – компания Siemens Energy осуществила поставку последнего из четырнадцати силовых трансформаторов для подстанций на острове Грейн в графстве Кент и в Вильгельмсхафене в федеральной земле Нижняя Саксония.

Параллельно с поставкой трансформаторов продолжается строительство ППС (ведутся работы по обшивке и монтажу ограждающих конструкций), проложено более 300 км подводной части соединения (укладка кабелей в британских территориальных водах завершена, работы продолжаются в водах Нидерландов, на немецком участке прокладка кабеля заканчивается).

NeuConnect 525 кВ пропускной способностью 1,4 ГВт и протяженностью 725 км – первая прямая электрическая связь между двумя странами. Строительство должно быть завершено в 2028 г.

Официальный сайт Modern Power Systems
<http://www.modernpowersystems.com>

Правительство Великобритании разрешило строительство ВЭС в Северном море

Правительство Великобритании выдало разрешения на строительство трех шельфовых ВЭС в Северном море:

- DBS West и DBS East мощностью 1,5 ГВт каждая в составе ветропарка Dogger Bank South (DBS) будут расположены в 100 км от северо-восточного побережья Англии, разработчики проекта подали заявку на получение разрешения летом 2024 г., окончательное инвестиционное решение будет принято в 2027 г.;
- North Falls мощностью 1 ГВт будет расположена в 40 км от северо-восточного побережья Англии и дополнит действующую ВЭС Greater Gabbard 504 МВт.

По завершении их строительства общая установленная мощность шельфовых ВЭС в британской части акватории Северного море увеличится на 4 ГВт.

Официальный сайт Modern Power Systems
<http://www.modernpowersystems.com>

АМЕРИКА

Калифорнийский CAISO утвердил проекты совокупной стоимостью \$ 6,7 млрд с реализацией до 2035 г. в рамках очередного цикла планирования

Системный оператор американского штата Калифорния CAISO утвердил план развития энергосистемы штата 2025-2026 гг. в рамках ежегодного цикла 10-летнего планирования (10-year Transmission Planning Process, TPP), куда вошли тридцать восемь инфраструктурных проектов совокупной стоимостью \$ 6,7 млрд.



В основу плана положен прогнозируемый рост нагрузки на 15 ГВт к 2035 г. и на 20 ГВт к 2040 г. В то же время установленная мощность объектов генерации, по оценкам отраслевого регулятора штата (California Public Utilities Commission, CPUC), должна увеличиться более чем на 74 ГВт и 107 ГВт к тем же срокам. Растущий спрос обусловлен электрификацией зданий, транспорта и промышленности и потребностями крупных потребителей, включая ЦОДы.

На покрытие прогнозируемого роста направлено более половины проектов и расходов, предусмотренных планом CAISO. Остальные проекты реализуются с целью подключения к сетям объектов в приоритетных зонах развития генерации, которые определены CPUC, и выполнения задач по поддержанию системной надежности. В план включены 12 проектов, где будут применены технологии замены проводов ВЛ и другие, повышающие пропускную способность магистральных ЛЭП (grid-enhancing technologies, GETs), что снижает необходимость строительства новых.

В связи с актуализацией данных о затратах от владельцев магистральных сетей был отменен проект ЛЭП 500 кВ Серрано–Дель Амо–Меса в районе Лос-Анджелеса, одобренный в плане 2022-2023 гг. Вместо него будут реализованы менее масштабные и дешевые проекты, направленные на поддержание системной надежности, а также запланировано более активное привлечение СНЭЭ в ключевых узлах.

По результатам анализа CAISO определена необходимость строительства новой ВЛ 500 кВ для разгрузки «энергокоридора» Path 15 – одного из ключевых соединений штата, которое обеспечивает передачу электроэнергии в направлении «север-юг». Дополнительная инженерная проработка для Path 15 будет выполнена системным оператором уже в следующем цикле планирования. В соответствии с комплексным планом развития (Integrated Resource Plan, IRP) CPUC проекты текущего цикла направлены на своевременный ввод в эксплуатацию новой генерации, включая:

- 45 ГВт СЭС в центральной и южной Калифорнии, а также в южных районах Невады и на западе Аризоны;
- 8 ГВт ВЭС в центральной и южной Калифорнии;
- более 2 ГВт ГеоЭС, преимущественно в Калифорнии и южной Неваде;
- более 4,5 ГВт шельфовых ВЭС, в том числе 2,9 ГВт ВЭС на Центральном и 1,6 ГВт ВЭС на Северном побережье Калифорнии.

Дополнительно предусмотрено подключение к энергосистеме по всему штату СНЭЭ, совмещенных с объектами ВИЭ, и автономных СНЭЭ, расположенных ближе к крупным центрам потребления (в районе Большого залива, Лос-Анджелеса и Сан-Диего). Импорт более 10 ГВт мощности от ВИЭ-генерации из Айдахо, Вайоминга, Нью-Мексико и Аризоны будет доступен через усиление «энергокоридоров» от границы операционной зоны CAISO и благодаря межсистемным ЛЭП, строительство которых уже идет.

Планом также предусмотрены проекты, направленные на покрытие растущей нагрузки и решение других задач в районе залива Сан-Франциско:

- расширение коридора 230 кВ Tesla–Trimble–Metcalf для электроснабжения южной части залива;
- строительство ЛЭП 500 кВ для подключения объектов генерации на востоке;
- модернизация ряда ПС для защиты от токов короткого замыкания;



- установка устройств продольной компенсации на ЛЭП 500 кВ для разгрузки Path 15.

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

В штате Пенсильвания приняты первые в США типовые правила для ЦОДов и других крупных потребителей электроэнергии

Отраслевой регулятор Пенсильвании (Pennsylvania Public Utility Commission, PA PUC) выпустил приказ, устанавливающий типовые правила (Model Tariff for Customers) технологического присоединения к распределительной сети крупных потребителей, включая ЦОДы. Сетевым компаниям, в частности, предписывается взимать с данной категории потребителей плату за модернизацию инфраструктуры, когда такая необходимость возникает исключительно в связи с их подключением (принцип «but-for»), независимо от того, получают ли выгоду от модернизации другие потребители.

Типовые правила носят рекомендательный характер, и инициатива регулятора связана с существенным ростом числа заявок на техприсоединение, обусловленным развитием технологий ИИ. Приказ PA PUC касается потребителей с присоединенной мощностью от 50 МВт для единичного объекта или от 100 МВт для комплексных заявок, включающих несколько точек присоединения. Целью приказа является формирование методических ориентиров для распределительных компаний при рассмотрении проектов с высоким уровнем потребления. Ключевые положения регламентируют:

- требования к финансовым гарантиям (включая депозиты) для снижения рисков появления невостребованных активов;
- срок проведения исследований для техприсоединения не более 6 месяцев;
- порядок составления графика поэтапного увеличения заявленной мощности;
- минимальные сроки действия договоров и условия их расторжения;
- рекомендации по обеспечению прозрачности информации о поданных заявках и статусе их рассмотрения.

По данным PA PUC, в штате наблюдается беспрецедентный рост спроса на электроэнергию, обусловленный масштабированием инфраструктуры ЦОДов и развитием высокотехнологичных производств.

Официальный сайт Utility Dive
<http://www.utilitydive.com>

Американский PJM Interconnection получил экстренное разрешение на ограничение электроснабжения крупных потребителей

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection¹ получил от Министерства энергетики (DoE) экстренное разрешение на ограничение электроснабжения ЦОДов и других крупных потребителей электроэнергии в условиях

¹ Операционная зона включает полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



аномально жаркой погоды – в качестве крайней меры, предшествующей возможной каскадной аварии, по указанию PJM владельцы сетей и коммунальные предприятия могут временно отключать крупные нагрузки с резервной генерацией.

Соответствующий запрос PJM в DoE был обусловлен аномально высокими для второй половины мая температурами, создавшими повышенную нагрузку на системы кондиционирования, а также плановыми отключениями более 40 ГВт генерации в рамках подготовки к летнему сезону. Прогнозируемый объем доступных резервов в период пиковой нагрузки 18 мая составил менее 5 800 МВт, что создало высокий риск возникновения чрезвычайной ситуации, особенно в штатах Мэриленд и Виргиния.

Первоначально разрешение DoE было запрошено на три дня с 18 по 20 мая, кроме того, PJM предпринял ряд превентивных мер, выпустив на 19 мая оповещения для генерации о готовности к выдаче максимальной мощности (Maximum Generation Emergency & Load Management Alert) и об ожидаемой сильной жаре (Hot Weather Alert) на большей части операционной зоны. Дополнительно локально были активированы DR-программы для снятия перегрузок и сохранения ресурса генерации.

Официальный сайт *Utility Dive*
<http://www.utilitydive.com>

Наводнение в американском штате Мичигане вновь спровоцировало спор о правах собственности на ГЭС Cheboygan

Сильнейшее за всю историю наводнение на севере Мичигана обострило спор о правах собственности на ГЭС Cheboygan и вызвало очередную волну критики в адрес собственников, не принимающих активного участия в управлении станцией.

Малая ГЭС мощностью от 1,5 МВт до 3 МВт введена в эксплуатацию в 1935 г., предназначена для энергоснабжения закрытого целлюлозно-бумажного комбината и является частью одноименного гидроузла, который классифицируется как объект высокой категории опасности: его разрушение может нанести большой материальный ущерб и привести к человеческим жертвам в населенных пунктах ниже по течению реки.

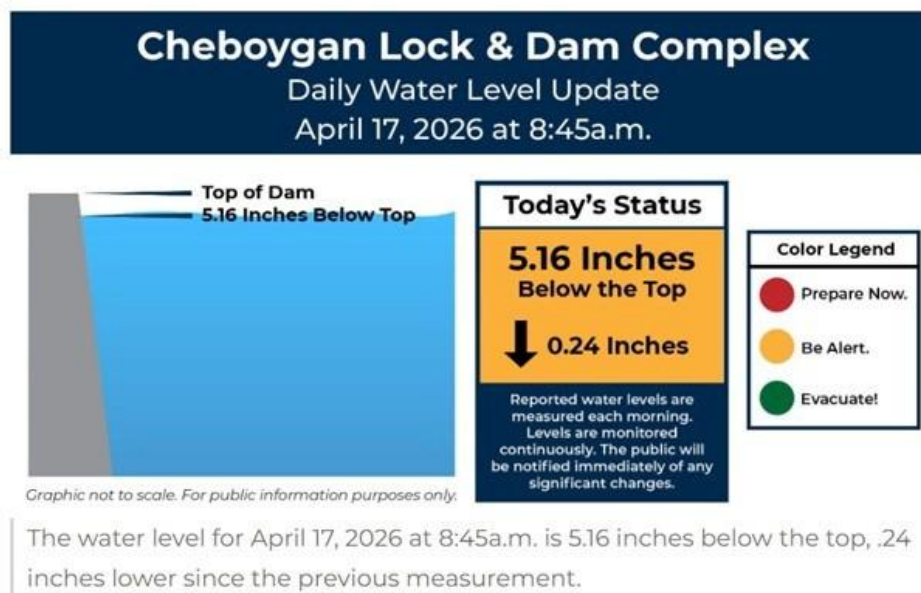


ГЭС перестала функционировать в 2023 г. после пожара на складе комбината, она находится в частной собственности и юридически не связана с гидроузлом, который принадлежит Департаменту природных ресурсов Мичигана. Компания Hom Paper XI, собственником которой является нерезидент штата, начала переговоры с



Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC) США о восстановлении ГЭС, чтобы комиссия не аннулировала более чем сорокалетнее исключение, позволяющее станции работать без получения полной федеральной лицензии.

Обстоятельства изменились после того, как в конце марта-начале апреля на штат обрушились интенсивные осадки (таяние снежного покрова, метели и затем обильные дожди), что привело к масштабному паводку. В результате была разрушена одна малая плотина, семь плотин находились под угрозой нарушения целостности в связи с критическим уровнем воды – вода поднялась на 12,7 см ниже гребня.



В режиме чрезвычайной ситуации были установлены семнадцать временных промышленных насосов и круглосуточно шло восстановление работы турбин. При этом часть потребителей была временно отключена от сети. Власти штата покрыли расходы, связанные с ГЭС, не являясь при этом ее собственником, после чего снова поднят вопрос о дальнейшем статусе ГЭС и о возможности применения Мичиганом механизма принудительного отчуждения частной собственности и передачи объекта под публичное управление с целью обеспечения безопасного уровня воды.

В феврале Hom Paper XI сообщила о заключении договора аренды с компанией HydroMine, базирующейся в Вайоминге, для оперативного управления ГЭС и о намерении получить согласие от администрации города Шебойган на выделение объекта в отдельный налоговый кадастровый участок. Позже ГЭС была выставлена на аукцион с начальной ценой \$ 2 млн. Параллельно ведутся судебные споры о праве собственности между несколькими частными лицами и компаниями.

Поддержание работоспособности ГЭС увеличивает пропускную способность гидроузла примерно на 30%, что критично для управления паводками в бассейне реки площадью 3 770 км². Отсутствие «разумного» собственника ГЭС, осуществляющего оперативное управление, и четкого регуляторного статуса создает высокий риск для населения. Ситуация усугубляется памятью о прорыве плотины на ГЭС Edenville (2020 г.) и недавними планами мичиганского энергохолдинга Consumers Energy продать тринадцать ГЭС частному инвестору по \$ 1, что вызывает опасения у властей штата по поводу долгосрочной безопасности инфраструктуры.

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



Системный оператор штатов Новой Англии впервые включил СНЭЭ behind-the-meter в прогнозный отчет CELT

Системный оператор штатов Новой Англии² ISO New England (ISO-NE) впервые включил в ежегодный отчет по развитию региональной энергосистемы (2026-2035 Forecast Report of Capacity, Energy, Loads and Transmission, CELT) прогноз по СНЭЭ мощностью до 1 МВт, установленным совместно с кровельными солнечными панелями, которые отнесены к объектам BTM, т.е. не учитываемым в диспетчерском графике.

В ближайшее десятилетие доля таких СНЭЭ в структуре генерации региона останется незначительной, хотя снижение их стоимости и запуск новых программ по их поддержке могут ускорить внедрение в энергосистему. В Новой Англии их общая мощность уже составляет ≈ 111 МВт, и ISO-NE прогнозирует прирост еще 173 МВт, преимущественно в штате Массачусетс.

В сегменте фотоэлектрических BTM-установок также сохраняется устойчивый рост. Ожидается, что их совокупная установленная мощность достигнет $\approx 5\,500$ МВт к концу 2026 г. и $\approx 7\,950$ МВт к 2035 г., что позволит снизить потребление электроэнергии из сети централизованного энергоснабжения на 7 056 ГВт*ч в 2026 г. и на 10 197 ГВт*ч через 10 лет, т.е. без их учета годовое потребление было бы выше на 6% в 2026 г. и на 8% в 2035 г.

Влияние PV-панелей BTM на пиковое потребление носит ярко выраженный сезонный характер – при усредненных сценариях до 2035 г. ожидается ежегодное снижение летних максимумов на $\approx 1\,936$ МВт, хотя массовое внедрение установок сместило время летнего пика к заходу солнца, что не позволяет и дальше снижать пиковую нагрузку. Зимой максимумы традиционно формируются после заката, когда выработка солнечных панелей минимальна, поэтому вклад в сглаживание зимних пиков был незначительным. После 2030 г. распространение тепловых насосов может сместить зимний максимум на утренние часы, что позволит PV-панелям BTM помочь снизить зимние пики потребления на оценочные 316 МВт в 2035-2036 гг.

Зимний сезон также характеризуется повышенной неопределенностью при прогнозировании работы СНЭЭ BTM – специальные программы предписывают разрядку накопителей в часы ожидаемого максимума нагрузки (peak shaving), при этом, если утренние и вечерние пики сопоставимы, то разряженные утром СНЭЭ могут оказаться неготовыми к вечернему максимуму. Прогноз ISO-NE отражает данную неопределенность: снижение зимнего пика в 2035-2036 гг. оценено в 0 МВт с 50%-ной вероятностью, тогда как для лета 2035 г. этот показатель составил 124 МВт. В отличие от PV-панелей, использование СНЭЭ BTM увеличивает нетто-потребление из сети вследствие потерь в цикле заряда-разряда, так как КПД накопителей всегда ниже 100%, и к 2035 г. годовые потери оцениваются в ≈ 5 ГВт*ч.

Официальный сайт ISO New England
<http://www.isonewswire.com>

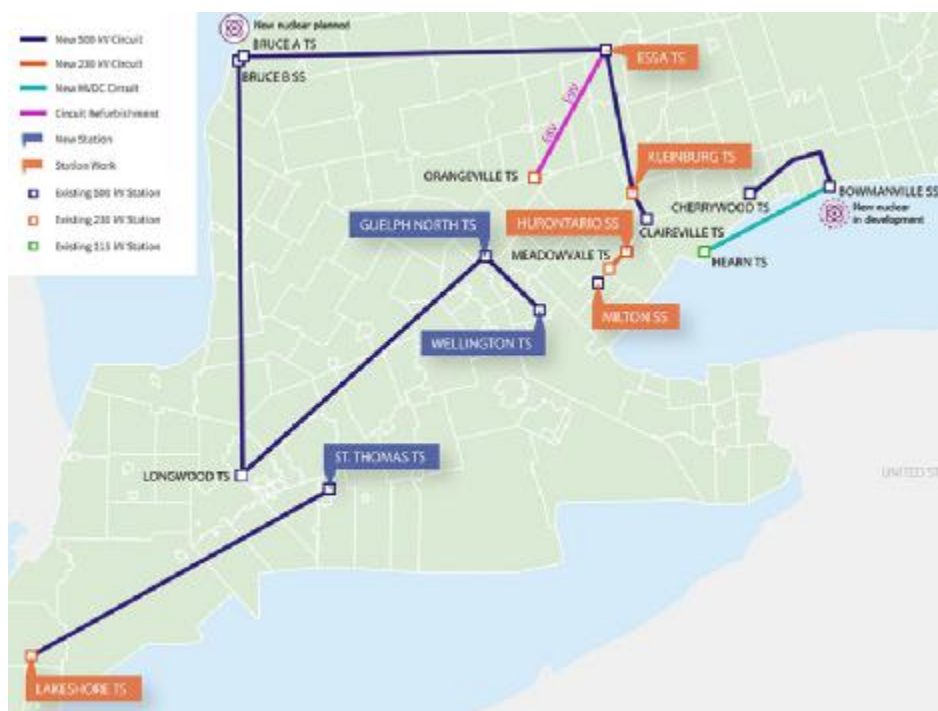
Канадский IESO представил проект плана развития и модернизации электросетевой инфраструктуры стоимостью \$ 9,8 млрд

Системный оператор канадской провинции Онтарио IESO подготовил проект плана развития и модернизации сетевой инфраструктуры в южной и центральной

² Регион на северо-востоке США (штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт).



части провинции общей стоимостью \$ 9,8 млрд для подключения строящихся АЭС и повышения качества энергоснабжения быстро развивающегося Большого Торонто, крупнейшей городской агломерации в стране.



План рассчитан на 2035-2040 гг. с учетом роста спроса на электроэнергию на 65% к 2050 г., преимущественно со стороны ЦОДов и других крупных потребителей. По прогнозам IESO, чистое годовое потребление ЦОДов увеличится с 3 ТВт*ч в 2026 г. до 16 ТВт*ч в 2050 г., и среднегодовой темп прироста составит 7,1%. Предусмотрено строительство:

- ЛЭП 500 кВ от АЭС Bruce до ПС Essa и ПС Longwood для подключения энергоблока С на АЭС Bruce 4 800 МВт, ввод в эксплуатацию которого запланирован в 2040 г.;
- ЛЭП 500 кВ Toronto–Bowmanville для подключения четырех малых модульных реакторов по 300 МВт каждый в рамках проекта Darlington SMR;
- ЛЭП на юге и в центре провинции со сроками вводов в эксплуатацию в период с 2029 по 2045 гг. с учетом прогнозов потребления и иных критериев.

Утверждение плана ожидается в середине 2026 г.

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

АЗИЯ

Сингапурский холдинг Kerrel ввел в эксплуатацию ПГУ мощностью 600 МВт с готовностью к работе на водороде

Энергохолдинг Kerrel, управляющий газовыми ПГУ суммарной мощностью до 1,9 ГВт в Сингапуре, объявил о вводе в коммерческую эксплуатацию ПГУ Kerrel Sakra



Системный оператор Единой энергетической системы

Cogen (KSC) на искусственном острове Джуронг. Проект стоимостью \$ 580 млн стал первой в Сингапуре электростанцией, способной работать на водородном топливе, и позиционируется как ключевой элемент перехода национальной энергосистемы к низкоуглеродному будущему.

Парогазовая установка спроектирована для совместного сжигания природного газа с водородом, на начальном этапе доля водорода может достигать 30%. Конструкция энергоблока допускает модернизацию для работы на смесях с более высоким содержанием водорода, вплоть до перехода на 100% водород, по мере развития цепочек поставок этого вида топлива. Кроме того, установка сохраняет гибкость для работы на резервном жидком топливе. Станция также оснащена котлом-утилизатором для выработки технологического пара, который будет поставляться промышленным потребителям на острове.

Ввод в эксплуатацию KSC увеличивает общий портфель генерации Kerppel на ≈45%. Станция полностью законтрактована на 2026 и 2027 гг.

Официальный сайт World Energy
<http://www.world-energy.org>

АВСТРАЛИЯ

В австралийский проект Marinus в Австралии инвестировано еще \$ 1,2 млрд

Австралийская финансовая корпорация Clean Energy Finance Corporation (CEFC), поддерживающая проекты на основе ВИЭ, одобрила очередной транш в размере \$ 1,2 млрд для Marinus – проекта общенационального значения, в рамках которого планируется строительство HVDC-соединения Marinus Link 1,5 ГВт между штатами Виктория и Тасмания и порядка 220 км высоковольтных ЛЭП переменного тока на северо-западе Тасмании (North West Transmission Developments, NWTД).

В сентябре 2025 г. CEFC выделила \$ 3,8 млрд на Marinus Link. Второй транш предназначен для NWTД и наряду с грантом федерального правительства \$ 346 млн позволяет осуществить финансовое закрытие первой очереди проекта, чтобы начать строительство в третьем квартале 2026 г. В рамках первой очереди запланированы новые ЛЭП протяженностью 129 км, модернизация действующей инфраструктуры и строительство новых ПС и ППС. В будущем ЛЭП NWTД будут соединены с Marinus Link.

Протяженность подводной части HVDC-соединения составит ≈250 км, наземной (в подземном исполнении) – ≈90 км. К энергосистеме Тасмании Marinus Link будет подключено на строящейся в настоящее время ПС Burnie, к энергосистеме Виктории – на действующей ПС Hazelwood в долине Латроб.

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

