



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

28.02.2025 – 06.03.2025



АМЕРИКА

Системный оператор Чили инициировал расследование аварии в национальной энергосистеме 25 февраля 2025 г.

На внеочередном заседании 26 февраля 2025 г. Совета директоров системным оператором Чили Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) было принято решение о проведении:

1. всестороннего расследования причин аварии 25 февраля;
2. технического аудита компании ISA Interchile¹ (для детального анализа передающей сети компании напряжением 500 кВ) и компании Transelec² (в связи с зафиксированными сбоями в работе SCADA, а также внутренних и внешних системах голосовой и цифровой связи);
3. аудита энергообъектов, систем мониторинга и контроля энергокомпаний, участвующих в процессе передачи электроэнергии.

25 февраля в 15:16 (GMT-3) произошло отключение двухцепной ЛЭП 500 кВ Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, соединяющей север и центр Чили, на участке между городами Вальенар и Кокимбо, что, в свою очередь, привело к отключению двухцепной ЛЭП 500 кВ Cardones – Polraico и затем к массовым отключениям потребителей в национальной энергосистеме. Согласно предварительным данным ISA Interchile, причиной инцидента стал сбой в системе РЗА.

Для восстановления электроснабжения CEN были загружены региональные ГЭС. К 19:00 (GMT-3) было частично восстановлено электроснабжение потребителей в городах Арика и Пуэрто-Монт; к 21:30 (GMT-3) – в центральной части Сантьяго и городах Сан-Фернандо, Чильян и Консепсьон. По состоянию на 0:00 26 февраля было восстановлено электроснабжение 90% потребителей (преимущественно бытовых), в 8:40 системный оператор заявил о полной ликвидации аварии.

Официальный сайт Coordinador Eléctrico Nacional
<https://www.coordinador.cl>

Американский PJM подготовил очередной долгосрочный прогноз до 2045 г.

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection³ опубликовал очередной ежегодный долгосрочный прогноз нагрузки потребления на ближайшие десять, пятнадцать и двадцать лет (Long-Term Load Forecast, LTLF 2025). Горизонт прогнозирования в текущем LTLF в соответствии с приказом Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) США от 13.05.2024 № 1920 был расширен с 15 до 20 лет.

¹ Дочерняя компания колумбийской корпорации ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) – собственник ЛЭП 500 кВ Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, одна из крупнейших энергокомпаний Латинской Америки, специализирующаяся в области передачи электроэнергии.

² Чилийская компания – собственник ЛЭП 500 кВ и 220 кВ совокупной протяженностью порядка 10 тыс. км и 82 ПС в регионах Арика, Паринакота и Лос-Лагос.

³ 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.



Проведенный PJM анализ показал значительный рост потребления активной мощности в операционной зоне PJM в течение следующих двадцати лет. Так, летний максимум нагрузки потребления увеличится на 70 ГВт и составит 220 ГВт в 2040 г. Для сравнения: исторический максимум нагрузки потребления, зафиксированный в 2006г., составил 165,563 ГВт. Хотя анализ показал, что зимние максимумы нагрузки потребления остаются немного ниже летних, разрыв между ними сокращается, а максимумы нагрузки потребления в летний и зимний период, приближаются к отметке в 210 ГВт к 2039 г. Рекордный зимний пик нагрузки в текущем году был зафиксирован PJM утром 22 января и, по предварительные оценке, составил порядка 145 ГВт. При этом на текущий момент объем располагаемой мощности генерации в операционной зоне PJM составляет порядка 183 ГВт.

Период	Летний максимум [МВт]	Рост по сравнению с LTLF 2024 [МВт/ %]	Зимний максимум [МВт]	Рост по сравнению с LTLF 2024 [МВт/ %]
2024-2025	154 144	651/ +0,4%	136 127	- 201/ -0,1%
2029-2030	183 883	16 010/ +9,5%	167 237	14 367/ +9,4%
2034-2035	209 923	30 301/ +16,9%	198 175	33 470/ +19,6%
2039-2040	220 224	N/A	209 718	N/A
2044-2045	228 544	N/A	218 760	N/A

Прогнозируемая динамика роста летнего и зимнего максимумов нагрузки потребления в операционной зоне

Как отмечалось и в прошлогоднем прогнозе, ожидаемый значительный рост потребления активной мощности преимущественно обусловлен увеличением числа энергоёмких ЦОД. Прогнозируемый PJM средний рост летнего максимума потребления оставил 2% до 2045 г. (1,6% до 2039 г. согласно LTLF 2024), а прогнозируемый средний рост зимнего максимума – 2,4% (1,8% до 2039 г. согласно LTLF 2024).

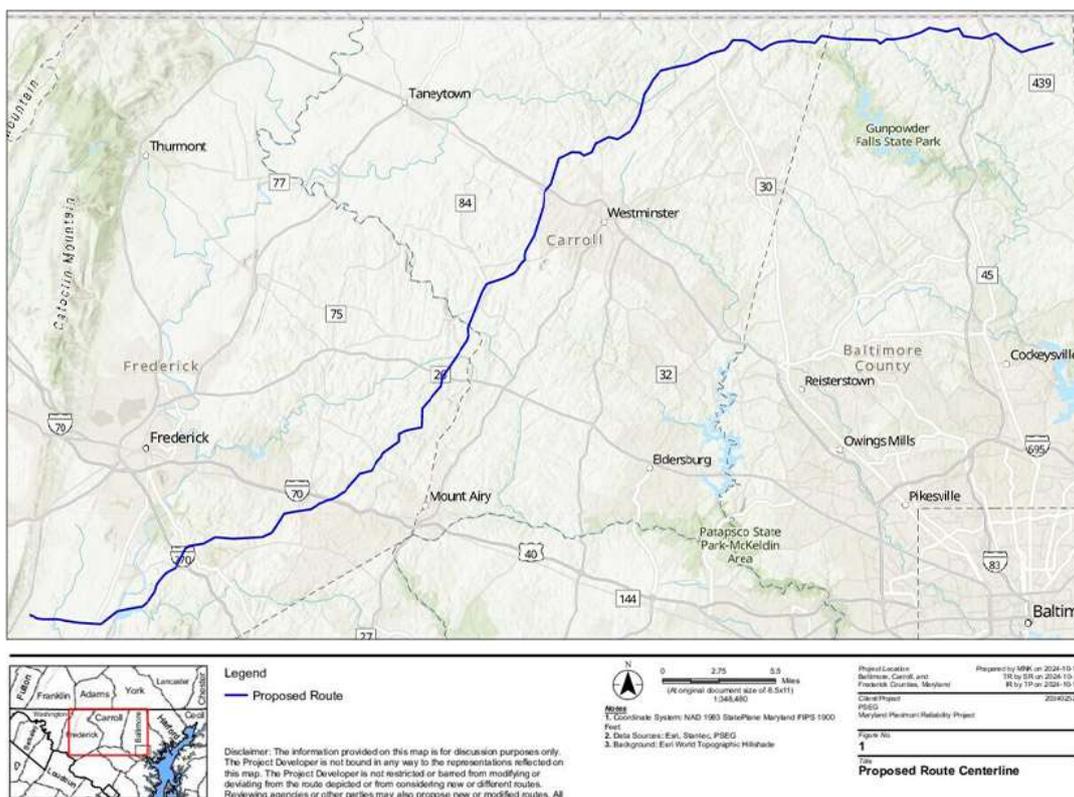
PJM сообщает о возможном дефиците генерирующих мощностей в период поставок мощности 2026-2027 гг., который может возникнуть с 1 июня 2026 г. Основными факторами, которые могут привести к возникновению дефицита мощности, являются высокие темпы роста потребления за счет увеличения суммарной мощности ЦОД, электрификации транспортного и промышленного секторов экономики, вывода из эксплуатации традиционной тепловой генерации и недостаточно активные темпы вводов новых генерирующих мощностей.

Официальный сайт PJM Interconnection
<https://www.pjm.com>

Американский энергохолдинг PSEG подал заявку на проект ЛЭП 500 кВ в Мэриленде

Холдинг Public Service Enterprise Group (PSEG), занятый в сфере электро- и газоснабжения в северо-восточных штатах США, подал отраслевому регулятору штата Мэриленд (Maryland Public Service Commission) заявку на строительство 67-мильной ЛЭП 500 кВ. Maryland Piedmont Reliability Project (MPRP), одобренный системным оператором PJM в рамках регионального плана перспективного развития (Regional Transmission Expansion Plan, RTEP) в декабре 2023 г., направлен на удовлетворение растущего спроса со стороны ЦОД и предотвращение отключений в связи с закрытием старых ТЭС на ископаемом топливе.





ВЛ пройдет на севере штата от соединения с ЛЭП компании Baltimore Gas and Electric в округе Балтимор через округ Кэрролл до ППС в округе Фредерик на границе с Пенсильвией. Начало строительства запланировано на 2026 г., ввод в работу – на 2027 г.

С прошлого года проект сталкивается с сопротивлением общественности из-за выбранного из десяти альтернатив маршрута. Противники утверждают, что MPRP нанесет ущерб сельскохозяйственным угодьям, экологии и объектам недвижимости, а также может быть выгоден в основном владельцам ЦОД в Виргинии, тогда как значительная часть расходов по проекту общей стоимостью \$ 424 млн ложится на жителей Мэриленда. PSEG, со своей стороны, настаивает, что новая ВЛ необходима для предотвращения масштабных отключений к 2027 г., и оценивает экономические выгоды для Мэриленда в \$ 306 млн. Мэриленд импортирует из соседних штатов около 40% электроэнергии, и угроза надежности, по заявлению PJM, настолько серьезна, что увеличение пропускной способности существующих ЛЭП за счет замены проводов на более современные или применение технологий, улучшающих работу сети, будет недостаточно.

В настоящее время власти штата рассматривают меры, которые могут замедлить реализацию проекта, включая требования к дополнительному изучению альтернатив и компенсациям для местных фермеров.

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

Американская FERC запретила требовать плату с новых потребителей в Новой Англии за обслуживание и ремонт модернизируемого сетевого оборудования

По решению FERC владельцы передающей сети в штатах Новой Англии не смогут требовать с новых потребителей, подключающихся к сети, компенсацию

расходов, связанных с обслуживанием и ремонтом (operations and maintenance, O&M) модернизируемого в связи с подключением новых потребителей электросетевого оборудования. Решение направлено на снижение затрат потребителей в регионе, связанных с подключением новых энергообъектов, за счет перераспределения части расходов на O&M модернизируемого сетевого оборудования путем включения их в тарифы на передачу электроэнергии.

Решение комиссии стало ответом на жалобу торговой организации RENEW Northeast, поданную в 2022 г. В жалобе утверждается, что оплата расходов на O&M модернизируемого оборудования является для потребителей значительным бременем и приводит к несправедливому перекладыванию расходов с владельцев передающей сети на конечных потребителей. Согласно позиции RENEW Northeast, поскольку расходы на O&M могут начисляться в течение 20-30-лет⁴ совокупные затраты потребителей могут превысить капитальные затраты на модернизацию сети.

Системный оператор Новой Англии ISO-NE⁵ не высказался по сути жалобы, поданной в FERC, и просил Комиссию исключить его из процесса рассмотрения жалобы RENEW Northeast, поскольку системный оператор не имеет финансовой заинтересованности в данном вопросе, а оспариваемые RENEW Northeast положения правил технологического присоединения (Open Access Transmission Tariff, OATT) находятся исключительно в компетенции владельцев электросетевых объектов. Однако FERC не согласилась с ISO-NE, подчеркнув важность участия системного оператора в процессе обсуждения и реализации всех изменений, вносимых в OATT.

В итоговом постановлении FERC согласилась с RENEW Northeast, обязав ISO-NE и владельцев передающих сетей в регионе представить в Комиссию документ о внесении соответствующих изменений в OATT в течение 60 дней. В документе должны быть отражены требования об исключении из OATT всех положений, предусматривающих оплату потребителями, подключающимися к электрической сети, расходов на O&M модернизируемого электросетевого оборудования. Приказ FERC № 2003 позволяет владельцам передающих сетей региона возлагать на клиентов лишь те затраты, которые напрямую связаны с их проектами, а требования оплаты расходов на O&M модернизируемого оборудования не соответствуют этому критерию, поскольку не отражают реально понесенных владельцами передающей сети затрат, обусловленных подключением конкретных потребителей.

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

Американская SPP заручилась финансовыми обязательствами участников рынка Markets+ для запуска второго этапа развития рынка

Корпорация SPP⁶ объявила о получении финансовых обязательств от ряда американских энергокомпаний и организаций – Arizona Public Service, Bonneville Power Administration, Chelan County PUD, Grant County PUD, Powerex, Salt River Project, Tacoma Power и Tucson Electric Power⁷, являющихся участниками Markets+ – рынка под управлением SPP, – в объеме, достаточном для запуска второго этапа развития

⁴ Срок действия договора о техприсоединении для крупных объектов генерации.

⁵ Операционная зона включает штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.

⁶ Southwest Power Pool выполняет функции системного оператора для (полностью или частично) штатов Техас, Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.

⁷ В общей сложности обслуживают клиентов с суммарным ежегодным потреблением более 216 ТВт*ч.



Markets+. В начале 2025 г. FERC одобрила предложения SPP по установлению тарифов для Markets+ – торговой площадки регионального балансирующего рынка и рынка на сутки вперед. Рынок на сутки вперед разрабатывается SPP в дополнение к уже функционирующему с 2021 г. балансирующему рынку калифорнийского CAISO – Western Energy Imbalance Service (WEIS) – и должен быть запущен в 2027 г.

Финансирование очередного этапа развития Markets+ размере \$ 150 млн будет осуществляться SPP с последующим возмещением в рамках рыночных операций на Markets+. Участники рынка, другие заинтересованные стороны и персонал SPP будут сотрудничать в рамках разработки систем, необходимых для функционирования рынка, и тестировать рыночные и параллельные технологические процессы.

Официальный сайт SPP
<https://www.spp.org>

ЕВРОПА

Французский RTE подготовил предложения по стратегии модернизации сети на период до 2040 г.

Французский системный оператор RTE представил проект Стратегического инвестиционного плана на период до 2040 г. (Schéma Décennal de Développement du Réseau, SDDR 2040).

Франция поставила перед собой амбициозные цели по декарбонизации экономики и реиндустриализации, что должно увеличить долю электроэнергии до более чем 50% в энергобалансе страны к 2050 г., что подразумевает необходимость укреплять национальную сеть передачи электроэнергии. Для этого RTE в рамках SDDR 2040 предлагает приоритетную, оптимизированную и своевременную стратегию модернизации сетей высокого и сверхвысокого напряжения в течение следующих 15 лет. Перед публикацией проекта SDDR 2040 RTE были проведены консультации со всеми заинтересованными сторонами, а также публичные обсуждения документа, в результате которых было получено большое количество предложений, половина из которых поступила от местных властей или местных заинтересованных организаций. В этом отношении SDDR 2040 представляет собой план национального и территориального развития.

В SDRR 2024 определены 3 основных направления модернизации сетей высокого и сверхвысокого напряжения:

1. Модернизация передающей сети в связи с устареванием электросетевого оборудования и адаптация ее к последствиям метеорологического изменения климата (глобальному потеплению на 4°C к 2100 г.). В общей сложности планируется обновить 23 500 км ЛЭП, 85 000 опор и системы телекоммуникаций и управления по всей стране. Общий объем инвестиций в данное направление составит около € 24 млрд.
2. Расширение передающей сети для подключения к национальной энергосистеме новых объектов ВИЭ-генерации – наземных и шельфовых ВЭС и АЭС. Для электрификации транспорта и ЖКХ и обеспечения растущего спроса на электроэнергию со стороны крупных промышленных предприятий, а также новых потребителей – ЦОД и электролизных



установок – SDDR 2024 предусматривается строительство наземной и шельфовой сетевой инфраструктуры для подключения к национальной энергосистеме новых ядерных EPR-реакторов следующего поколения к 2040 г. и шельфовой ветрогенерации соответственно. Совокупный объем инвестиций в данное направление составит более € 53 млрд.

3. Укрепление магистральных сетей высокого и сверхвысокого напряжения. В дополнение к уже ведущимся работам в рамках проектов, реализация которых запланирована до 2030 г., в SDDR 2040 определены 5 основных географических зон на западе, востоке и юге страны, где в период с 2030 г. по 2040 г. приоритет будет отдан укреплению сети сверхвысокого напряжения. Для повышения пропускной способности магистральных сетей предусмотрена модернизация действующих или строительство параллельных ЛЭП в рамках существующих охранных зон. При этом сооружение новых высоковольтных ЛЭП вне существующих охранных зон будет осуществляться только в тех районах, где такая сеть не развита или не соответствует современным требованиям. Такой подход позволит сократить объемы строительства новых ЛЭП на 30%. Совокупный объем инвестиций в данное направление составит более € 16,5 млрд.

SDDR 2040 включает в себя технический и экономический анализ, а также экологическую оценку укрепления и расширения магистральной передающей сети на основе различных сценариев и темпов ее развития. Для большинства направлений технический и экономический анализ и экологическая оценка проведены для нескольких периодов: до 2030 г., 2030-2035 гг. и 2035-2040 гг. Совокупный объем инвестиций в реализацию SDDR 2040 составляет около € 100 млрд. Объем ежегодных инвестиций в реализацию SDDR 2040 будет утверждаться Комиссией по регулированию энергетики.

Основные направления SDDR 2040 станут предметом общественных дебатов, организованных Национальной комиссией по общественным дебатам, а также предметом обсуждений в рамках соответствующих государственных органов, Комиссии по регулированию энергетики и Управления по охране окружающей среды. После сбора и анализа поступивших предложений RTE опубликует окончательный вариант SDDR 2040, который станет его базовой стратегией укрепления и расширения магистральной передающей сети.

Официальный сайт RTE
<https://www.rte-france.com>

Британский NESO продолжает реализацию мер, направленных на оптимизацию процедуры технологического присоединения новой генерации

За 2023-2024 гг. британский системный оператор NESO получил более 1 700 заявок на технологическое присоединение к национальной электрической сети, в результате чего суммарная мощность энергообъектов, подавших заявки на техприсоединение, превышает технические возможности энергосистемы и целевые показатели суммарной установленной мощности генерации, необходимой для обеспечения требуемого уровня балансовой надежности на период до 2030 г. и до 2050 г. Это привело к тому, что NESO был вынужден приостановить реализацию мер, направленных на оптимизацию процедуры техприсоединения. Чтобы сохранить ход и темпы реформирования, NESO в течение 2025 г. планирует ввести в действие новые механизмы, которые «приостановят» рассмотрение заявок, полученных начиная с 29



января текущего года (исключения будут сделаны лишь для крупных проектов, необходимых для дальнейшего технологического развития Великобритании).

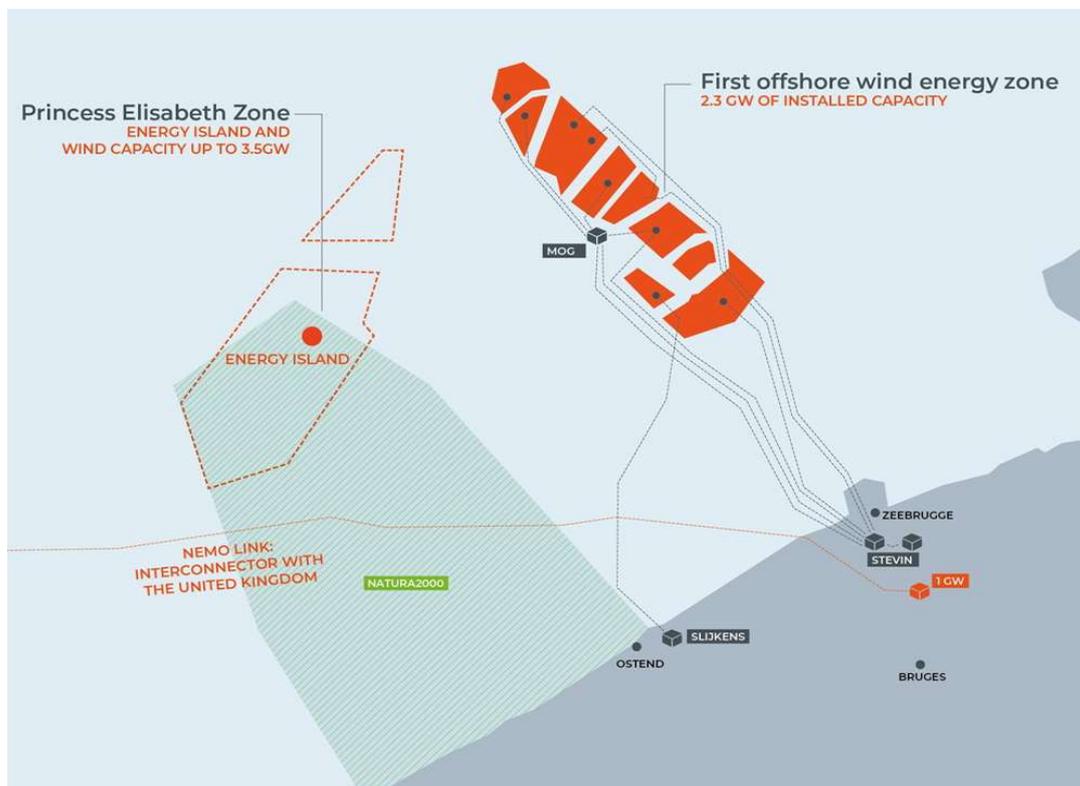
В рамках реформы в 2025 г. заявки на техприсоединение к национальной передающей сети будут приниматься в специально отведенные для этого периоды времени. При этом NESO планирует применить кластерный подход к рассмотрению поданных заявок, чтобы ускорить процесс техприсоединения проектов, готовых к реализации и играющих ключевую роль в осуществлении энергоперехода к 2030 г.

В настоящее время NESO ожидает одобрение данного этапа реформирования со стороны отраслевого регулятора Ofgem.

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

Бельгийский Elia отложил окончательное заключение контрактов на поставку HVDC оборудования в рамках проекта сооружения искусственного энергоострова

Системный оператор Бельгии Elia объявил о том, что временно приостанавливает окончательное подписание контрактов на поставку HVDC оборудования в рамках реализации проекта сооружения искусственного энергетического острова «Принцесса Елизавета» («Princess Elisabeth» Island, PEI) в бельгийской части Северного моря в связи с ростом цен на HVDC оборудование. По информации Elia, международный тендер на поставку для проекта PEI, объявленный системным оператором, свидетельствует о «перегреве» цепочки поставок и значительном росте цен на комплектующие, а отсрочка в подписании контрактов позволит Elia провести детальное сравнение проекта с альтернативными вариантами в условиях меняющегося рынка.



Целью реализации проекта PEI является создание условий для интеграции в национальную энергосистему шельфовой ветрогенерации, построенной в Северном

море. Альтернативные варианты являются вполне осуществимыми, но их реализация требует принятия совместных решений всеми заинтересованными сторонами, поскольку на данный момент существует значительная неопределенность в дальнейшей реализации PEI как в политической, так и регуляторной областях. При этом, учитывая стратегическую важность PEI и ключевую роль искусственного энергетического острова в электроснабжении страны в ближайшие десятилетия, Elia намерен рассмотреть все возможности для продолжения реализации проекта.

Тем временем в соответствии с уже заключенными контрактами продолжается строительство основания PEI и поставки HVAC оборудования. При условии соблюдения договорных сроков, две из трех шельфовых ВЭС мощностью 700 МВт и 1400 МВт, суммарная мощность которых составляет 60% от совокупной мощности шельфовых ВЭС, которые планируется построить в зоне шельфовой ветровой генерации «Принцесса Елизавета» («Princess Elisabeth» zone, PEZ), будут введены в эксплуатацию в установленные сроки.

В целях подключения третьей ВЭС мощностью 1 400 МВт Elia в настоящее время ведет переговоры о строительстве двух ППС, одну из которых планируется разместить на искусственном энергоострове а другую – на бельгийском побережье. Данные ППС не только обеспечат условия для подключения шельфовых ВЭС, но и позволят реализовать проект сооружения «гибридного» трансграничного соединения Nautilus между энергосистемами Великобритании и Бельгии.

По мнению Elia, значительный рост цен на HVDC оборудование объясняется дефицитом оборудования подобного типа, ростом стоимости исходных материалов и инфляцией. Отсрочка в окончательном подписании контактов с поставщиками HVDC оборудования приведет к тому, что ППС не будут построены в установленные первоначальным графиком сроки (к 2032 г.). Elia ожидает, что правительство Бельгии в ближайшее время примет стратегическое решение относительно электроснабжения бельгийских потребителей на ближайшие десятилетия. Если будет принято решение о продолжении реализации проекта PEI, Elia совместно с производителями HVDC оборудования определит новые сроки строительства ППС.

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

На Сицилии начинается прокладка подводной КЛ восточной ветки межсистемного HVDC-соединения Tyrrhenian Link

Итальянский системный оператор Terna в Фьюметорто (муниципалитет Термини-Имерезе, Сицилия) начал первый этап прокладки подводной КЛ в рамках строительства восточной ветки межсистемного HVDC-соединения Tyrrhenian Link – одной из важнейших межсистемных электрических связей в энергосистеме Италии.

Tyrrhenian Link напряжением 500 кВ, суммарной протяженностью 970 км и пропускной способностью 1 000 МВт будет состоять из двух веток – восточной, которая соединит энергосистемы Сицилии и Кампаньи, и западной, которая свяжет энергосистемы Сицилии и Сардинии. Совокупный объем инвестиций Terna в строительство Tyrrhenian Link составит около € 3,7 млрд.

Прокладка подводной КЛ на участке Термини-Имерезе (Сицилия) – Баттипалья (Кампания), осуществляется компанией Prysmian с помощью судна-кабелеукладчика Leonardo da Vinci. С Prysmian в 2021 г. был заключен рамочный контракт на проектирование, изготовление поставку, монтаж и тестирование более 1 500 км



кабеля, произведенного на заводе Prysmian в Арко Феличе. Для Prysmian, как и для всей отрасли, это уникальный проект: впервые HVDC кабель будет проложен на глубинах до 2 150 м, что является новым стандартом прокладки глубоководных кабелей.



Разрешение на строительство восточной ветви Tyrrhenian Link было получено от Министерства окружающей среды и энергетической безопасности Италии в конце 2022 г. Проект получит финансирование ЕС в размере € 500 млн в рамках плана Еврокомиссии REPowerEU, выделение которого было одобрено ЕС в декабре 2023 г. В рамках проекта в Эболи (Кампанья) будет построена ППС, соединенная с наземной ПС Torre Tuscia Magazzeno подземной КЛ протяженностью около 15 км, чтобы минимизировать воздействие на окружающую среду и ландшафт. Аналогичным образом ППС, которая будет построена в Термини-Имерезе, в районе Караколи (Сицилия), будет соединена с точкой выхода выхода соединения Tyrrhenian Link на берег в Фьюметорто подземной КЛ протяженностью около 10 км. В Караколи также будет построено новое РУ 380 кВ на существующей ПС. Первый полюс восточной ветки планируется ввести в эксплуатацию в 2026 г., полностью завершить соединение – в 2028 г.

Tyrrhenian Link будет играть решающую роль в процессе декарбонизации энергетики, предусмотренном Национальным комплексным планом по энергетике и климату. Строительство соединения также будет способствовать повышению надежности и энергетической гибкости национальной энергосистемы. Tyrrhenian Link также является новаторским с точки зрения экологической безопасности. Так, в августе 2024 г. в районе выхода соединения на берег в Фьюметорто Terna запустила экспериментальный проект по защите береговой линии от эрозии и пересадке *Symodocea podosa* – охраняемого водного растения, которое является основой морской экосистемы в месте прохождения подводного кабеля, в результате чего будет восстановлена популяция *Symodocea podosa* на площади около 1200 м² морского дна.

В феврале 2024 г. Terna подписал контракт с Европейским инвестиционным банком на последний транш в размере € 1,9 млрд для поддержки Tyrrhenian Link.

Официальный сайт Terna
<https://www.terna.it>