



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

07.05.2025 – 15.05.2025



Экспертная группа по расследованию причин системной аварии в энергосистеме Пиренейского полуострова, произошедшей 28 апреля, начала работу

Европейская ассоциация системных операторов ENTSO-E, европейские операторы передающих систем (TSO's), Агентство по сотрудничеству регуляторов в энергетике (ACER), а также европейские национальные регулирующие органы (NRA's) и региональные координационные центры (RCC's), создали совместную экспертную группу для расследования причин системной аварии в энергосистеме Пиренейского полуострова, произошедшей 28 апреля текущего года. Группа, возглавляемая экспертами из TSO's, энергосистемы которых не были непосредственно затронуты аварией, и включающая экспертов как из пострадавших, так и из незатронутых аварией TSO's, займется расследованием основных причин системной аварии и подготовит соответствующие рекомендации.

Экспертную группу возглавят Клаус Кашниц (APG, Австрия) и Ричард Балог (MAVIR, Венгрия). В состав группы включены эксперты, представляющие ENTSO-E, а также RCC's и TSO's из Германии, Ирландии, Дании, Польши, Испании, Португалии, Франции, Греции, Швейцарии и Италии. В настоящее время идет процесс назначения членов экспертной группы со стороны ACER и NRA's.

Расследование системной аварии от 28.04.2025 проводится в соответствии с Регламентом Европейской комиссии (ЕС) 2017/1485 от 2 августа 2017 года, устанавливающим правила эксплуатации системы передачи электроэнергии. В соответствии с разработанной ENTSO-E методологией – «Шкала классификации инцидентов»¹ – расследование будет проводиться в два этапа. Сначала будут собраны и проанализированы все имеющиеся данные о ситуации, предшествовавшей возникновению, и ходе развития аварии, чтобы восстановить хронологию событий 28 апреля и определить причины возникновения аварийной ситуации. Эти данные и выводы будут опубликованы в фактологическом отчете. На втором этапе экспертная группа разработает рекомендации по предотвращению подобных инцидентов в будущем, которые будут опубликованы в виде итогового отчета.

ENTSO-E представит результаты расследования системной аварии от 28.04.2025 Европейской комиссии и государствам-членам ЕС через Координационную группу по электроэнергетике, а затем опубликует их по завершении анализа.

Ниже представлена первая информация о хронологии событий, приведших к системной аварии в энергосистеме Пиренейского полуострова:

28 апреля 2025 г. в 12:33 CET² произошло полное погашение энергосистем Испании и Португалии. Системная авария в энергосистеме Пиренейского полуострова также затронула (хотя и на очень короткое время) небольшой энергорайон во Франции, расположенный вблизи границы с Испанией. Остальные энергосистемы Континентальной Европы не были затронуты системной аварией и работали в нормальном режиме.

В течение получаса, предшествовавшего технологическому нарушению, в синхронной зоне Континентальной Европы наблюдались два периода колебаний мощности и частоты – между 12:03 и 12:07 CET и между 12:19 и 12:21 CET

¹ Методология классификации инцидентов, разработанная ENTSO-E в соответствии с Регламентом Европейской комиссии (ЕС) 714/2009 от 13.07.2009 и Регламентом Европейской комиссии (ЕС) 2017/1485 от 02.08.2017, является основой для классификации технологических нарушений в энергосистеме и отчетности, а также для организации расследования серьезных инцидентов.

² Центральноевропейское время.



соответственно. TSO Испании Red Electrica и TSO Франции RTE предприняли меры по демпфированию этих колебаний и в момент возникновения технологического нарушения, приведшего к системной аварии, колебания мощности и частоты отсутствовали, а переменные параметры работы энергосистем находились в пределах нормального рабочего диапазона.

До момента возникновения технологического нарушения экспорт электроэнергии (мощности) из Испании во Францию составлял 1 000 МВт, в Португалию – 2 000 МВт и в Марокко – 800 МВт.

Данные, полученные по состоянию на 9 мая, позволили установить следующую последовательность развития системной аварии:

1. Начиная с 12:32:57 CET предположительно в течение 20 с на юге Испании произошло каскадное отключение генерации. Суммарная мощность отключившейся генерации по первоначальным оценкам составила 2 200 МВт. В Португалии и Франции отключений генерации не наблюдалось. В результате этих событий в энергосистемах Испании и Португалии наблюдалось снижение частоты, а также повышение напряжения.

2. В период с 12:33:18 до 12:33:21 CET частота в энергосистеме Пиренейского полуострова продолжала снижаться и достигла 48,0 Гц. В Испании и Португалии были активированы схемы автоматического ограничения снижения частоты.

3. В 12:33:21 CET устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима были отключены межгосударственные ВЛ переменного тока между Францией и Испанией.

4. В 12:33:24 CET энергосистема Пиренейского полуострова полностью разделилась, а также была прекращена передача электроэнергии по межгосударственным HVDC ЛЭП между Францией и Испанией.

Как только был зафиксирован сбой в подаче электроэнергии, TSO's затронутых аварией энергосистем приступили к скоординированному восстановлению электроснабжения в пострадавшем районе Франции, Испании и Португалии.

Основные этапы восстановления нормального режима работы энергосистем:

- В 12:44 CET была включена первая ЛЭП 400 кВ, расположенная в западной части границы между Францией и Испанией.

- В 13:04 CET была восстановлена электрическая связь между энергосистемами Марокко и Испании.

- С момента начала восстановления нормального режима работы и примерно до 13:30 CET системами пуска с нуля были запущены несколько ГЭС в Испании, что позволило начать восстановление нормального режима работы всей энергосистемы.

- В 13:35 CET были включены электрические связи в восточной части границы между Францией и Испанией.

- В 16:11 и 17:26 CET после неудачных предыдущих попыток системами пуска с нуля были запущены две электростанции в двух изолированных энергорайонах Португалии, что позволило начать процесс восстановления нормального режима работы португальской энергосистемы.



- В 18:36 CET была включена первая межгосударственная ЛЭП 220 кВ между Испанией и Португалией, что ускорило восстановление нормального режима работы португальской энергосистемы.
- В 21:35 CET была включена межгосударственная ЛЭП 400 кВ, расположенная в южной части границы между Испанией и Португалией.
- В 00:22 CET 29 апреля 2025 г. процесс восстановления нормального режима работы португальской энергосистемы был завершен.
- Примерно в 04:00 CET был завершен процесс восстановления нормального режима работы энергосистемы Испании.

Географический район, затронутый системной аварией от 28 апреля 2025 г.



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

В апреле текущего года к ИТ-платформе PICASSO присоединились системные операторы Франции, Латвии и Эстонии

В апреле текущего года ряд европейских системных операторов – французский RTE, латвийский AST и эстонский Elering – объявили о присоединении к ИТ-платформе PICASSO³, в рамках которой осуществляется активация и обмен резервами автоматического вторичного регулирования (automatic frequency restoration reserves, aFRR's). Ранее, в марте текущего года, к ИТ-платформе PICASSO

³ Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves and Stable System Operation (PICASSO). Запущенная в 2022 г. ИТ-платформа предоставляет механизмы гибкого управления aFRR's и служит площадкой, на которой системные операторы стран-членов ЕС приобретают опыт по скоординированному использованию и обмену aFRR's. Использование PICASSO, в рамках которой собираются и ранжируются все ценовые заявки на aFRR, позволило существенно сократить количество случаев резких скачков цен на электроэнергию на балансирующем рынке. Интеграция балансирующих рынков различных стран обеспечивает системным операторам возможность активировать более низкие ценовые заявки, что снижает затраты и повышает эффективность балансирующего рынка.



присоединились системные операторы Литвы Litgrid, Греции ADMIE и Финляндии Fingrid.

Для прибалтийских системных операторов присоединение к ИТ-платформе PICASSO является важным шагом на пути к дальнейшей интеграции их энергосистем с энергосистемами Континентальной Европы, которое дополняет такие уже реализованные инициативы, как присоединение к ИТ-платформе MARI⁴ и запуск Балтийского балансирующего рынка.

С 15 апреля системные операторы Литвы, Латвии и Эстонии запустили механизм закупки aFRR's на Балтийском балансирующем рынке (с поставкой в течение 24 часов 16 апреля). Также с 16 апреля стал доступен трансграничный обмен aFRR's между энергосистемами Эстонии и Финляндии.

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

Владельцев генерации в Эстонии обяжут выбирать между высвобождением неиспользуемой присоединенной мощности и платой за ее недоиспользование

Два года назад эстонский рийгикогу⁵ принял поправки к Закону о рынке электроэнергии, согласно которым владельцы генерирующих объектов, не использующие выделенную им пропускную способность передающей сети (присоединенная мощность) в полном объеме должны платить за неиспользуемую присоединенную мощность. Первый срок для оценки неиспользуемой присоединенной мощности наступил 17 марта этого года.

В настоящее время в энергосистеме Эстонии из суммарного объема присоединенной мощности в 2 900 МВт используется только 1 587 МВт. В ближайшее время эстонский системный оператор Elering проинформирует компании, чьи присоединенные мощности не использовались в полном объеме в течение длительного времени, о необходимости сделать выбор между высвобождением неиспользуемой присоединенной мощности и платой за ее недоиспользование. Если владелец присоединенной мощности захочет сохранить ее в полном объеме, он должен будет заплатить сбор в размере € 38 тыс. за каждый МВА неиспользуемой мощности.

По словам члена правления, руководителя отдела управления активами Elering Рейго Кебья, высвобождаемая пропускная способность передающей сети позволит ускорить процесс технологического присоединения к энергосистеме генерирующих объектов, уже готовых к вводу в эксплуатацию или находящихся на завершающей стадии строительства и имеющих конкретные планы по началу выработки электроэнергии. Средства, полученные в качестве платы за недоиспользованную присоединенную мощность, будут направлены на развитие национальной электрической сети.

Официальный сайт Elering
<https://www.elering.ee>

⁴ Manually Activated Reserves Initiative (MARI) – одна из четырех торговых платформ для балансирующих рынков, введенная в эксплуатацию 5 октября 2022 г. В рамках ИТ-платформы MARI осуществляется активация и обмен оперативными резервами вторичного регулирования (manually activated frequency restoration reserves, mFRR's).

⁵ Высший представительный и законодательный орган власти в Эстонии. Он также избирает главу государства и осуществляет контроль за деятельностью исполнительной власти в лице правительства.



Британский Ofgem назначил NESO временным координатором инфраструктуры обмена данными в энергетическом секторе

Британский отраслевой регулятор Ofgem назначил системного оператора NESO временным координатором инфраструктуры обмена данными (Data Sharing Infrastructure, DSI) в энергетическом секторе, что является важным шагом на пути к цифровизации, повышению надежности и эффективности работы национальной энергосистемы. Решение о назначении NESO временным координатором DSI принято Ofgem после консультаций о формировании и будущем управления DSI, в ходе которых опыт NESO в области координации работы энергосистемы в целом и внедрения инноваций получил высокую оценку.

В качестве временного координатора DSI системный оператор возьмет на себя ключевую миссию – организацию инфраструктуры обмена данными, что станет основой для поддержки энергетического перехода и укрепления системной надежности. Новая миссия является логическим продолжением работы системного оператора над цифровизацией энергетического сектора, в т.ч. в рамках амбициозного проекта «Virtual Energy System», целью которого является создание цифровой модели всей энергосистемы Великобритании. Основная задача NESO в качестве временного координатора DSI – гармонизация стандартов обмена данными и содействие более эффективному внутриотраслевому информационному обмену, что позволит улучшить цифровое моделирование и прогнозирование развития энергосистемы, принимать более эффективные решения на уровне всей национальной энергосистемы, а также поддерживать долгосрочную концепцию создания энергосистемы с нулевым уровнем выбросов углерода.

Разработка и внедрение инфраструктуры DSI будут осуществляться NESO в тесном сотрудничестве с Ofgem, правительством и отраслевой промышленностью. Первоочередной задачей станет создание безопасной и совместимой инфраструктуры, обеспечивающей надежный обмен данными о функционировании энергосистемы. В течение ближайших четырех лет функционал DSI будет трансформироваться для охвата расширяющегося диапазона решаемых задач.

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

NESO, ENA, Elexon Electronics и OpenADR Alliance планируют совместную доработку международного стандарта по управлению гибкими энергоресурсами

NESO, Ассоциация энергетических сетей (ENA)⁶, Elexon Electronics⁷ и OpenADR Alliance⁸ подписали соглашение о намерениях по сотрудничеству в дальнейшей разработке международного стандарта OpenADR 3.0. Новый стандарт будет использоваться для совместимых систем оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) гибкими энергоресурсами на британском рынке энергетической гибкости.

⁶ Отраслевой орган, финансируемый британскими владельцами лицензий на передачу и распределение газа и электроэнергии.

⁷ Инновационная компания из Брисбена (Австралия), которая специализируется на проектировании, разработке и производстве широкого ассортимента электронных изделий для нишевых местных и экспортных рынков.

⁸ Некоммерческая организация, созданная для содействия развитию, внедрению и соблюдению стандартов Open Automated Demand Response (OpenADR) через сотрудничество, образование, обучение, тестирование и сертификацию. Альянс был сформирован в 2010 г. и базируется в США.



Стандарт OpenADR 3.0, выпущенный OpenADR Alliance в 2023 г., представляет собой единый стандартизированный язык программирования, который может использоваться для управления оборудованием с управляемой нагрузкой потребления в целях отключения его в периоды высокого спроса на электроэнергию и включения в периоды высокой выработки ВИЭ-генерации, а также для создания программ изменения потребляемой мощности в соответствии с любым сценарием. Цель стандарта – регламентировать последовательность действий любого поставщика услуг по обеспечению энергетической гибкости, вне зависимости от действий системного оператора. В условиях растущего внимания к созданию более интеллектуальной энергосистемы разработка согласованных и совместимых программных решений в области ОДУ гибкими энергоресурсами представляет собой значительный шаг вперед в данном направлении.

По словам руководителя отдела открытых сетей ENA Ави Айтхала, подписание соглашения о намерениях свидетельствует о желании подписавших его сторон продолжить совместную работу над созданием более широкого и целостного стандарта ОДУ гибкими энергоресурсами, включающего в себя интерфейс прикладного программирования (API) и предположения о вспомогательной инфраструктуре и стандартной архитектуре.

Руководитель отдела энергетической гибкости Elexon Electronics Стивен Гоф отмечает, что для достижения уровня гибких энергоресурсов, необходимого для выполнения программы «Clean Power 2030», необходимо разработать простой, стандартизированный процесс, обеспечивающий поставщикам энергетической гибкости возможность предлагать свои услуги на различных энергорынках под управлением DSO's⁹ и NESO. Новый стандарт API поможет достичь этой цели, так как системные операторы будут использовать его для предоставления диспетчерских инструкций поставщикам гибких энергоресурсов в стандартном и совместимом с их ПО формате, применимом на различных рынках энергетической гибкости.

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

Одобен проект строительства самой крупной в Великобритании ГАЭС Earba мощностью 1,8 ГВт и энергоемкостью 40 ГВт

Energy Consents Unit – подразделение правительства Шотландии, отвечающее за рассмотрение и утверждение крупномасштабных энергетических проектов – утвердило проект строительства самой крупной в Великобритании на сегодняшний день ГАЭС Earba мощностью 1,8 ГВт и энергоемкостью 40 ГВт*ч.

ГАЭС Earba, проект строительства которой реализуется компанией Gilkes Energy, будет аккумулировать излишки электроэнергии, выработанной ветровой генерацией, и выдавать ее в сеть централизованного электроснабжения в периоды пикового спроса. ГАЭС рассчитана на работу на полной мощности в течение 22 ч. Строительство ГАЭС Earba соответствует целям Великобритании по переходу к углеродной нейтральности экономики.

Для получения разрешения на строительство ГАЭС Earba в рамках категории Section 36¹⁰ были проведены обширные экологические исследования, анализ и консультации, завершившиеся выпуском отчета по ОВОС. По информации

⁹ Операторы распределительных систем.

¹⁰ Section 36 Electricity Act 1989 применяется для энергообъектов мощностью свыше 50 МВт.



Gilkes Energy, строительство ГАЭС Earba позволит значительно сократить выбросы CO₂, повысить надежность электроснабжения и снизить стоимость электроэнергии для потребителей. Gilkes Energy также работает над использованием механизма LDES Cap & Floor, который позволит привлечь частные инвестиции в строительство ГАЭС, и разрабатывает планы строительства межсистемных соединений. Теперь, после утверждения Energy Consents Unit проекта строительства ГАЭС Earba, Gilkes Energy сосредоточится на завершении разработки проекта, привлечении инвестиций и подготовке к строительству.

Кроме того, Gilkes Energy и компания SSE Renewables в рамках совместного предприятия подали заявку на согласование проекта строительства ГАЭС Fearna мощностью 1,8 ГВт и энергоемкостью 36 ГВт*ч. ГАЭС Fearna, которую планируется построить недалеко от шотландского Инвергарри, будет использовать существующую инфраструктуру, что повысит окупаемость проекта. Сооружение ГАЭС Earba и ГАЭС Fearna отвечают правительственному курсу на повышение устойчивости и интеграции ВИЭ-генерации в энергосистему Шотландии.

Информационно-аналитический ресурс World Energy
<https://www.world-energy.org>

В Великобритании введена в эксплуатацию сверхмощная станция быстрой зарядки электромобилей

По информации британской InstaVolt – оператора сети зарядки электромобилей – компанией введена в эксплуатацию самая мощная и современная в Великобритании станция сверхбыстрой зарядки электромобилей, в целях снижения зависимости от сети централизованного электроснабжения оснащенная СНЭЭ и солнечной фотоэлектрической установкой.

Как сообщается в пресс-релизе Instavolt, новая электрозаправочная станция (ЭЗС) Winchester Superhub, расположенная в стратегически выгодном месте – рядом с шоссе A34 и недалеко от развязки 9 трассы M3 в Винчестере – оснащена 44 сверхбыстрыми зарядными устройствами выходной мощностью до 160 кВт каждое. ЭЗС рассчитана на обслуживание широкого спектра электрических транспортных средств, включая большегрузные автомобили, тягачи-буксировщики и автофургоны.

ЭЗС Winchester Superhub – первая ЭЗС компании InstaVolt, оснащенная солнечной фотоэлектрической установкой, включающей 870 фотоэлектрических панелей, и СНЭЭ энергоемкостью 4 МВт*ч, которая позволяет накапливать и эффективно использовать электроэнергию, выработанную ВИЭ-генерацией, обеспечивая максимальное время и стабильность работы ЭЗС. Интеграция солнечной генерации и СНЭЭ, по мнению Instavolt, снижает зависимость от сети централизованного электроснабжения, что позволяет строить ЭЗС такой большой мощности, как ЭЗС Winchester Superhub. По словам генерального директора InstaVolt Делвина Лейна, ЭЗС Winchester Superhub является флагманской площадкой, которая устанавливает новый стандарт сверхбыстрой зарядки электромобилей и обеспечивает лучшие в отрасли на сегодняшний день бесперебойность, быстроту и надежность электрозарядки в беспрецедентных масштабах, что делает переход на использование электромобилей более простым, быстрым и доступным, чем когда-либо прежде.

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



Дополнительная пропускная способность электрической сети в нидерландской провинции Северная Голландия появится в 2027 году

Системный оператор Нидерландов TenneT объявил о высвобождении дополнительной пропускной способности передающей сети в провинции Северная Голландия к 2027 г. О достижении максимального уровня загрузки передающей сети на большей части Северной Голландии TenneT и региональный оператор передающей системы компания Liander¹¹ объявляли ранее. Перегрузка электрической сети в Северной Голландии обусловлена тем, что СЭС и ВЭС, расположенные на севере провинции, регулярно вырабатывают больше электроэнергии, чем потребляется в Северной Голландии. В таких случаях TenneT перенаправляет избыточную электроэнергию потребителям в других регионах Нидерландов, например, в Ранстад, где спрос на электроэнергию постоянно высок, и к сентябрю 2024 г. пропускная способность передающей сети в Северной Голландии, к северу от Северного морского канала (за исключением электрической сети в районе Остзана), достигла предела.

В течение последних 6 месяцев TenneT и Liander провели анализ «узких» мест в передающей сети Северной Голландии, а также изучили возможность снижения загрузки электросетевой инфраструктуры в часы максимальных нагрузок на энергосистему с помощью технических мероприятий или за счет переноса максимума потребления крупных предприятий на другие часы суток. По результатам совместного анализа TenneT и Liander было выявлено, что наиболее часто перегруженной оказывается высоковольтная сеть между Отерликом и Вэлзенем. Завершение работ по усилению электрической сети в районе Вэлзен – Бевервейк – Отерлик, которое ожидается в 2027 г., позволит высвободить дополнительные 600 МВт пропускной способности передающей сети в Северной Голландии. Это означает, что начиная с 2027 г. возобновится рассмотрение заявок на техприсоединение для строящихся объектов ВИЭ-генерации и оптовых потребителей электроэнергии (трехфазное подключение с потребляемым током свыше 80 А)¹², которые были вынужденно переведены в лист ожидания из-за практически исчерпанной пропускной способности передающей сети провинции.

Несмотря на то, что рассмотрение заявок на техприсоединение новых энергообъектов возобновится только с 2027 г., ожидается, что производство электроэнергии в Северной Голландии в ближайшие годы будет расти. Отчасти это связано с уже заключенными договорами на техприсоединение новых ВЭС и СЭС, а отчасти с ростом производства электроэнергии бытовыми кровельными фотоэлектрическими установками, на которые не распространяется требование о включении в лист ожидания. Рост производства электроэнергии может привести к перегрузкам передающей сети в Северной Голландии уже до конца 2026 г., поэтому TenneT и Liander требуют от подключенных к сети централизованного электроснабжения потребителей мощностью свыше 1 МВт переносить максимум потребления с периодов пиковых нагрузок на энергосистему на другие часы суток. На домохозяйства и малые предприятия это требование не распространяется.

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

¹¹ Крупнейшая в Нидерландах коммунальная газо- и электросбытовая компания, обслуживающая потребителей в провинциях Гелдерланд и Северная Голландия полностью, а также в значительной части Флеволанда, Фрисландии и Южной Голландии.

¹² Крупные компании и учреждения, а также общественные объекты: школы, бассейны и сельские домохозяйства.



TenneT впервые использовал новый тип договора на передачу электроэнергии с ограничениями по времени приема/выдачи в нидерландской провинции Зеландия

Благодаря быстрым темпам электрификации ЖКХ, транспорта и других секторов экономики Нидерландов, доступная пропускная способность электрической сети в провинции Зеландия была практически исчерпана к 2023 г. Это привело к тому, что оптовые потребители, подающие заявки на техприсоединение или увеличение присоединенной мощности в TenneT или Stedin¹³, включаются в лист ожидания.

Для решения данной проблемы TenneT и компания Lion Storage¹⁴ заключили договор на передачу электроэнергии нового типа – Tijdsduurgebonden transportrechten (TDTR-договор), предусматривающий ограничения по времени доступа к высоковольтной сети – гарантированный прием/выдача электроэнергии вне и возможные ограничения в часы пиковых нагрузок на энергосистему, что обеспечивает более эффективное использование пропускной способности передающей сети. TDTR-договор дает право гарантированно получать или выдавать электроэнергию в сеть централизованного электроснабжения минимум в течение 85% времени суток, получая при этом скидку на оплату передачи электроэнергии в размере до 65% в соответствии с дифференцированными по времени суток тарифами. В течение оставшихся 15% времени (например, в часы максимальных нагрузок на энергосистему) TenneT имеет право частично ограничить прием/выдачу электроэнергии. О возможном введении ограничений системный оператор сообщает контрагенту по договору по крайней мере за сутки до их введения.

По словам директора по планированию TenneT Роберта Куика, благодаря использованию нового типа договора на передачу электроэнергии и сотрудничеству с Lion Storage удалось оптимизировать загрузку и высвободить дополнительно 350 МВт пропускной способности передающей сети, которые можно использовать вне периодов максимальных нагрузок на энергосистему, что позволит TenneT и Stedin возобновить рассмотрение находящихся в листе ожидания заявок на техприсоединение потребителей, расположенных восточнее Западной Шельды¹⁵.

Однако, несмотря на предпринимаемые меры по высвобождению дополнительной пропускной способности и расширению электросетевой инфраструктуры, оптовые потребители в районах Флиссинген-Ост и Валхерен-Норд по-прежнему остаются в листе ожидания, поскольку в этих районах все еще сохраняются «узкие» места как в сети высокого, так и в сети среднего напряжения.

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

TDTR-договоры позволят TenneT высвободить 9,1 ГВт пропускной способности высоковольтной сети

TenneT объявил о наличии 9,1 ГВт пропускной способности находящейся в его управлении высоковольтной сети – 4 ГВт в сети напряжением 380 кВ и 220 кВ и

¹³ Оператор распределительной системы, включающей сети среднего напряжения.

¹⁴ Собственник СНЭЭ, расположенной в порту Флиссинген.

¹⁵ Эстуарий реки Шельда, расположенный на юго-западе Нидерландов, в провинции Зеландия.



5,1 ГВт в сети напряжением 150 кВ и 110 кВ¹⁶, доступной для заключения TDTR-договоров, которые позволяют снизить нагрузку на энергосистему в часы максимумов потребления активной мощности. Инициатива TenneT направлена на привлечение энергоемких потребителей, находящихся в листе ожидания на техприсоединение или увеличение присоединенной мощности, к использованию данного механизма оптимизации загрузки передающей сети. Это, по мнению TenneT, позволит разгрузить очередь на техприсоединение и поможет в решении проблемы нехватки пропускной способности для новых или планирующих увеличить присоединенную мощность энергообъектов.

По информации TenneT, из 9,1 ГВт пропускной способности, доступной для заключения TDTR-договоров, 2,3 ГВт уже распределены. Оставшаяся свободной совокупная пропускная способность высоковольтной сети, которую TenneT планирует распределить среди заинтересованных клиентов в соответствии с TDTR-договорами, составляет порядка 40% от текущего национального максимума потребления активной мощности (19 ГВт), который, как ожидается, вырастет до 27 ГВт к 2030 г.

На текущий момент в TenneT поступили заявки на заключение TDTR-договоров совокупной присоединенной мощностью свыше 70 ГВт, причем большинство заявок поступило от крупных СНЭЭ, некоторые из которых подали несколько заявок. Однако, по оценкам TenneT, к 2030 г. экономически востребованная совокупная мощность крупных СНЭЭ составит около 5 ГВт, что гораздо меньше запрашиваемых 70 ГВт. TenneT отметил, что будет распределять оставшуюся пропускную способность передающей сети в порядке поступления запросов и с учетом социальных приоритетов.

Информационно-аналитический ресурс Power Technology
<https://www.power-technology.com>

TenneT использует интеллектуальный инструмент мониторинга европейского внутрисуточного энергорынка для предотвращения сетевых перегрузок

TenneT – первый европейский системный оператор, получающий актуальную информацию о торговых операциях на общеевропейском рынке на сутки вперед. Используемый TenneT инструмент мониторинга внутрисуточных рынков – tool Monitoring Intraday Markets (MIM-модуль) – позволяет системному оператору прогнозировать и принимать своевременные меры для предотвращения рисков возникновения перегрузок передающей сети.

Объем производства электроэнергии ветровой и солнечной генерацией в Европе продолжает расти, а торговые операции по покупке/продаже выработанной ими электроэнергии смещаются на максимально близкий к началу поставок торговый период – вплоть до 1 часа до фактической поставки. Причина этого – недостаточная прогнозируемость объемов выработки электроэнергии ВИЭ-генерацией, обусловленная меняющимися погодными условиями. Проведение торговых операций незадолго до момента фактической поставки снижает риск того, что участники энергорынка понесут расходы на устранение небаланса между спросом и предложением электроэнергии, которые ретранслирует на них системный оператор. Однако такой короткий промежуток времени между совершением торговых операций и фактической поставкой электроэнергии требует от системного оператора более

¹⁶ Пропускная способности сети напряжением 150 кВ и 110 кВ дополнительно дополнительно разделена по провинциям и регионам.



оперативной оценки объемов трансграничных перетоков мощности, обусловленных торговлей на внутрисуточных энергорынках.

MIM-модуль обеспечивает получение TenneT информации о всех заключенных сделках (не позже десяти минут после размещения информации) по покупке/продаже электроэнергии между странами, в основном между Нидерландами и соседними государствами, непосредственно на ИТ-платформе SIDC¹⁷, что отвечает потребности TenneT в максимально ранней оценке трансграничных перетоков мощности. Благодаря ускоренному получению информации о торговых операциях TenneT получает возможность оперативной оценки объемов торговли электроэнергией с зарубежными странами. Это дает системному оператору больше времени на принятие необходимых мер для снижения рисков перегрузки межгосударственных соединений и внутренней передающей сети Нидерландов.

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

Согласно проведенному бельгийским Elia анализу, сохраняется вероятность нарушения энергобаланса в предстоящий летний период

Согласно проведенному системным оператором Бельгии Elia анализу балансовой надежности на предстоящий летний период, второй год подряд сохраняется вероятность возникновения небаланса между спросом и предложением электроэнергии, обусловленного избыточной выработкой СЭС в солнечную погоду при низком спросе на электроэнергию.

Как отмечается в опубликованном Elia прогнозе обеспечения балансовой надежности на предстоящий летний период – «Summer Outlook», на текущий момент суммарная установленная мощность бельгийских кровельных фотоэлектрических установок (преимущественно бытовых) составляет 11,4 ГВт, увеличившись на 1,4 ГВт за прошедший год и на 4 ГВт за 2 предшествующих года. Поэтому даже незначительное отклонение от прогнозируемых погодных условий может стать причиной возникновения небаланса между спросом и предложением, что, в свою очередь, может привести к отрицательным ценам на электроэнергию, а в случае сохранения небаланса – к повышению частоты в энергосистемах Бельгии и соседних стран.

В «Summer Outlook» отмечается, что участники энергорынка, получают всю необходимую информацию для планирования покупки/продажи электроэнергии. В данном документе представлен первоначальный обзор проблем с обеспечением балансовой надежности, в дальнейшем Elia будет внимательно следить за ситуацией, и как только появится актуальная информация, она будет незамедлительно доведена до участников энергорынка. В периоды возникновения отрицательных цен на электроэнергию участникам энергорынка будет компенсироваться вынужденное снижение выработки или увеличение потребления в целях поддержания энергобаланса. В том случае, если участники энергорынка не смогут восстановить баланс спроса/предложения электроэнергии, Elia воспользуется традиционными инструментами гибкого управления энергобалансом, включая шельфовые ВЭС, или

¹⁷ Single Intraday Coupling (SIDC) – инициатива системных операторов и операторов энергетических бирж из 15 европейских стран по формированию межзонального внутрисуточного энергорынка (intraday cross-zonal market). SIDC был запущен 12/13 июня 2018 г. В настоящее время в рамках SIDC объединены внутрисуточные энергорынки 25 европейских стран.



(в качестве резервного решения) обратится за помощью к соседним системным операторам. В исключительных обстоятельствах Elia может прибегнуть к временному отключению крупных СЭС или наземных ВЭС.

С учетом того, что ситуации с излишней выработкой ВИЭ-генерации будут учащаться, Elia отмечает важность обеспечения достаточного уровня энергетической гибкости, чтобы эффективно реагировать на нарушения энергобаланса не только в непредвиденных ситуациях (например, ошибки в прогнозах погоды), но и в прогнозируемые периоды низкого спроса и высокой выработки ВИЭ-генерации (в настоящее время в основном в солнечные дни в весенне-летний период).

В «Summer Outlook» также отмечается, что перенос максимума нагрузки потребления на периоды, когда доступно большое количество дешевой возобновляемой электроэнергии, не только повысит системную надежность, но и выгоден, прежде всего, самим потребителям. Оптимизация электропотребления позволит снизить затраты на покупку электроэнергии и повысить эффективность использования энергоресурсов.

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

Испанская Iberdrola получила разрешение на строительство шельфовой ВЭС Windanker мощностью 315 МВт в Германии

Испанская компания Iberdrola получила разрешение на строительство шельфовой ВЭС Windanker мощностью 315 МВт в немецкой части Балтийского моря. В акватории ВЭС Windanker будет установлена 21 морская ветровая турбина SG 14-236 DD производства Siemens Gamesa мощностью около 15 МВт каждая. Монолитные сваи и переходные элементы для фундаментов ветровых турбин изготовит испанская компания Windar. Установка фундаментов ветровых турбин в акватории ВЭС Windanker запланирована на предстоящее лето, а прокладка внутренних КЛ между ветровыми установками должна завершиться в течение текущего года.

Ожидается, что ВЭС Windanker, ввести в эксплуатацию которую планируется в 2026 г., обеспечит электроэнергией до 315 тыс. домохозяйств. Iberdrola уже заключила договоры на поставку электроэнергии, выработанной ВЭС, с промышленными и коммерческими потребителями.

Шельфовая ВЭС Windanker является третьим крупным проектом строительства шельфовой ветровой генерации, который Iberdrola реализует в Германии. ВЭС Windanker в совокупности с двумя другими, расположенными поблизости шельфовыми ВЭС Wikinger и ВЭС Baltic Eagle, образуют управляемый Iberdrola балтийский кластер ветровой генерации. Ожидается, что к 2026 г. совокупная мощность балтийского кластера превысит 1,1 ГВт, а совокупные инвестиции в его строительство составят около € 3,7 млрд.

В декабре 2024 г. японская энергетическая корпорация Kansai приобрела 49% акций проекта строительства ВЭС Windanker. Контрольный пакет акций проекта в размере 51% сохранила за собой Iberdrola.

Информационно-аналитический ресурс NS Energy
<https://www.nsenergybusiness.com>



Компания PG&E выделяет \$ 43 млн в виде грантов на развитие микрогридов в Калифорнии

Pacific Gas and Electric Co. (PG&E) – крупнейшая дочерняя компания холдинга PG&E Corporation, специализирующаяся в сфере производства, передачи и распределения электроэнергии в американском штате Калифорния – намерена выделить до \$ 43 млн на проекты создания микрогридов в Северной Калифорнии. Финансирование, выделяемое в рамках программы стимулирования развития микрогридов – Microgrid Incentive Program (MIP), пойдет на поддержку проектов создания микрогридов, обслуживающих около 9 тыс. потребителей в округах Гумбольдт, Лейк и Марин.

MIP утверждена отраслевым регулятором штата Калифорния – California Public Utilities Commission (CPUC) – в 2023 г. Совокупный объем финансирования в рамках MIP, выделяемый на поддержку развития микрогридов в районах, где возможны длительные отключения электроэнергии, вызванные лесными пожарами, землетрясениями и повреждениями ЛЭП, составляет \$ 200 млн, из которых \$ 180 млн выделяется трем крупным коммунальным энергосбытовым компаниям штата: \$ 79,2 млн выделяется Pacific Gas and Electric (PG&E), \$ 83,3 млн – Southern California Edison (SCE) и \$ 17,5 млн – San Diego Gas & Electric (SDG&E).

По информации PG&E, при создании микрогридов будут использоваться низкоуглеродные источники энергии – солнечные установки, малые ГЭС, ГАЭС и генерирующие установки на биомассе. Микрогриды должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать надежное электроснабжение потребителей в течение 24 ч работы в изолированном режиме; подключаться к распределительным сетям напряжением 50 кВ и ниже; обеспечивать уровень выбросов CO₂ на единицу выработанной электроэнергии не выше, чем в окружающей сети централизованного электроснабжения; размещаться в зонах высокого риска отключения централизованного электроснабжения, обусловленного лесными пожарами и землетрясениями или низкой надежностью передающих и распределительных сетей; обслуживать «неблагополучные или уязвимые сообщества» в сельской местности, племенных резервациях или в районах с низким уровнем доходов населения.

На финансирование в рамках MIP в PG&E были поданы 22 заявки. Первая часть грантового финансирования совокупным объемом \$ 34 млн была распределена между 9 проектами. Дополнительно каждому проекту будет выделено по \$ 1 млн на подключение к сети централизованного электроснабжения. По информации PG&E, второй этап приема заявок, стартовавший 3 апреля текущего года, продлится по 30 мая. Новые микрогриды планируется присоединить к нескольким уже действующим микрогридам в Северной и Центральной Калифорнии, таким, например, как микрогриды, обслуживающие аэропорт Redwood Coast или резервацию Blue Lake Rancheria в округе Гумбольдт.

Агрегатор распределенных энергоресурсов (DER's) компания Sunrun объявила о реализации уникальной программы по объединению в единую сеть и использованию бытовых солнечных фотоэлектрических установок и накопителей энергии на базе аккумуляторных батарей (аккумуляторные НЭ) для обеспечения «целевого снижения нагрузки потребления в районах с высокой степенью ограничения пропускной способности электрических сетей», что позволит избежать или отсрочить инвестиции в развитие распределительных сетей.



Реализуемая Sunrun совместно с PG&E программа «Local PeakShiftPower» будет задействована, как часть VPP¹⁸ под управлением PG&E – «2025 Seasonal Aggregation of Versatile Energy» (SAVE), с июня по октябрь текущего года в течение до 100 ч. В программе «Local PeakShift Power» участвуют порядка 600 т.н. «активных» бытовых потребителей – клиентов Sunrun и PG&E – в районах, испытывающих проблемы с надежностью работы распределительной сети. Участники программы получают единовременный платеж в размере \$ 150 за каждый аккумуляторный НЭ, а Sunrun – компенсацию за оперативно-диспетчерское управление DER's в рамках VPP. По информации Sunrun, собранные в ходе реализации программы данные послужат основой для разработки долгосрочных программ по снижению нагрузки на сеть централизованного снабжения и повышению надежности местных электрических сетей.

По данным Sunrun, доля задействованных компаний в рамках VPP бытовых аккумуляторных НЭ выросла с 18% (II кв. 2023 г.) до 62% (IV кв. 2024 г.). Данная тенденция, по мнению Национальной лаборатории Лоуренса Беркли, будет усиливаться, что обусловлено введением в Калифорнии в мае текущего года тарифа NEM 3.0 для «активных» потребителей, который является менее выгодным для владельцев участвующих в программе «Local PeakShift Power» бытовых солнечных установок, не оборудованных аккумуляторными НЭ.

Информационно-аналитический ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

Отраслевой регулятор штата Нью-Йорк опубликовал проект плана по использованию гибких энергоресурсов в энергосистеме будущего

Комиссия по коммунальным услугам штата Нью-Йорк (New York Public Service Commission, NYPSC) – отраслевой регулятор штата – опубликовала первую редакцию плана, направленного на расширение использования гибких энергоресурсов для обеспечения балансовой надежности в условиях осуществления энергоперехода.

План, получивший название «Электрические сети будущего» (Grid of the Future proceeding), является частью масштабной инициативы, запущенной NYPSC весной 2024 г., и является руководством для разработчиков планов внедрения распределенных энергоресурсов (distributed system implementation plans, DSIP's), подготовленных шестью коммунальными энергосбытовыми компаниями (коммунальными предприятиями) штата в рамках внедрения ИТ-платформы управления работой DER's – Distributed system platform (DSP). Основная цель инициативы – реализация поставленных штатом амбициозных целей в области экологически чистой энергетики при приемлемых затратах и сохранении системной надежности.

Первая редакция плана «Электрические сети будущего» подготовлена консалтинговой компанией DNV Energy Insights (DNV)¹⁹ и выпущена вместе с третьим томом отчета по проведенным компанией Brattle Group²⁰ исследованиям потенциала использования гибких энергоресурсов, в основном DER's и VPP's. Основная задача

¹⁸ Virtual Power Plant(VPP) – виртуальная электростанция.

¹⁹ DNV является независимым экспертом в области обеспечения безопасности и управления рисками. DNV предоставляет консалтинговые услуги и экспертные заключения в энергетической и морской отраслях.

²⁰ Brattle Group предоставляет консалтинговые услуги и экспертные заключения в области экономики, финансов и регулирования.



плана «Электрические сети будущего» – повышение качества разработки DSIP's в краткосрочной (до 2030 г.) и долгосрочной (до 2040 г.) перспективах.

В процессе подготовки первой редакции плана «Электрические сети будущего» DNV сделаны следующие выводы:

1. DSIP's в их нынешнем виде не содержат четких целевых показателей, определяющих степень продвижения коммунальных предприятий к полноценному внедрению DSP.

2. Отчетность, детализация и процедуры формирования DSIP's непоследовательны и не скоординированы.

3. Нормативно-правовая база штата Нью-Йорк не является серьезным препятствием для внедрения DSP; наиболее значимыми препятствиями являются трудности с привлечением инвестиций в развитие энергосистемы и структура энергорынка, которые препятствуют повышению эффективности рыночных процессов и замедляют внедрение DSP, а также ограниченный доступ к данным и отсутствие стандартизированных требований к технологическому присоединению энергообъектов.

4. Некоторые из критически важных для внедрения DSP решений уже реализованы, но многие технологические процессы, определяющие возможность использования полного функционала DSP, не автоматизированы, недостаточно интегрированы или не развернуты в масштабах всего коммунального предприятия.

DNV предложила следующие рекомендации по повышению прозрачности, эффективности и стандартизации процесса разработки DSIP's:

- Сотрудники NYPSC должны представить более четкие инструкции коммунальным предприятиям для исключения несоответствия между DSIP's.
- Следует исключить неоднозначные вопросы, структурировать содержание и обозначить четкие требования в отношении ответов коммунальных предприятий.
- Необходимо дополнительно оптимизировать технические аспекты в соответствии с меняющимися требованиями к DSP.

В целях преобразования процесса разработки DSIP's в стратегический руководящий инструмент, используемый коммунальными предприятиями, регулирующими органами и заинтересованными сторонами, DNV предлагает разработчикам DSIP's следующие рекомендации:

- При разработке следующих редакций DSIP's сосредоточиться на ценности и предполагаемых результатах реализации процессов и мероприятий, которые могут включать конкретные показатели для отслеживания прогресса в их выполнении.
- Разработать более подробное и упорядоченное руководство, включающее стандартизированные шаблоны и показатели, которое сделает DSIP's более последовательными и облегчит их сравнение.
- Устранение пробелов, выявленных в рамках внедрения DSP, обеспечит комплексный подход к реализации DSIP's; а акцентирование внимания на внедрении DSP в энергорынок позволит расширить возможности использования гибких энергоресурсов на межсистемном уровне.



Ожидается, что в следующей редакции плана «Электрические сети будущего», которую планируется опубликовать до конца текущего года, будут представлены более детальные рекомендации по повышению качества разработки DSIP's.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Сенат Техаса принял законопроект о создании программы торговли квотами на диспетчируемые генерирующие мощности

Сенат американского штата Техас большинством голосов (18 к 13)²¹ одобрил законопроект о создании программы торговли квотами на диспетчируемые энергоресурсы, которая фактически обяжет генерирующие и коммунальные энергосбытовые компании и электрические кооперативы в операционной зоне ERCOT²² (начиная со следующего года) компенсировать новые мощности ВИЭ-генерации и НЭ равными по мощности новыми диспетчируемыми генерирующими объектами.

Принятый Техасским сенатом законопроект обновляет 25-летний раздел Техасского коммунального кодекса (Texas Utilities Code) и устанавливает цель по достижению 50% доли диспетчируемых энергоресурсов, за исключением аккумуляторных НЭ, в совокупном объеме энергоресурсов, введенных в эксплуатацию в операционной зоне ERCOT после 1 января 2026 г. Отдельный раздел обновленного Кодекса посвящен определению недиспетчируемых генерирующих мощностей, к которым относятся те энергоресурсы, чья выработка «преимущественно не зависит от воли человека».

Согласно новому законопроекту отраслевой регулятор штата Техас (Texas Public Utilities Commission, PUC) должен создать программу, в рамках которой коммунальные энергосбытовые и генерирующие компании будут обязаны покупать квоты на диспетчируемые энергоресурсы²³ для покрытия любого дефицита диспетчируемых генерирующих мощностей, находящихся в их собственности/управлении. При этом компании, в собственности/управлении которых находятся только аккумуляторные НЭ, освобождаются от данных требований. Активация программы происходит, если PUC установит, что доля диспетчируемой генерации в совокупном объеме энергоресурсов, введенных в эксплуатацию в операционной зоне ERCOT после 1 января 2026 г., составит менее 55%.

В настоящее время законопроект находится на рассмотрении палаты представителей законодательного собрания штата. Результаты голосования нижней палаты, возможно, появятся до конца сессии законодательного собрания, которая в этом году завершится 2 июня.

По мнению техасского аналитика в энергетике Дуга Льюина, новый законопроект является антирыночным, и его принятие приведет к остановке экономического роста в Техасе на фоне проблем с цепочкой поставок, которые отодвинули поставки газовых турбин на период после 2030 г. Принятие нового закона резко сократит возможности Техаса в части увеличения производства электроэнергии

²¹ 17 из 20 республиканцев проголосовали «за», а 10 из 11 демократов «против».

²² ERCOT – системный оператор штата Техас.

²³ Минимальный размер одного лота диспетчируемых энергоресурсов соответствует 1 МВт.



в этом десятилетии из-за снижения прироста генерирующих мощностей с 35% за последние четыре года до менее 10% в следующие четыре года.

Информационно-аналитический ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

MISO обратился в FERC с предложением о внесении изменений в рыночные правила в отношении участия энергоресурсов с управляемым потреблением

Системный оператор Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO)²⁴ направил в Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) США предложения по внесению изменений в правила участия поставщиков энергоресурсов с управляемой нагрузкой потребления (DR-ресурсов) в энергорынке под управлением MISO с целью предотвращения мошеннических операций и манипуляций.

Предложение системного оператора последовало в ответ на серию расследований, проведенных FERC в отношении компаний Voltus, Ketchup Caddy, Big River Steel и Linde. В ходе расследований, в частности, было установлено, что участие компаний Ketchup Caddy и Voltus в рынке мощности MISO в качестве поставщиков DR-ресурсов носило фиктивный характер, за что FERC наложила штрафные санкции на обе компании.

В своем обращении в FERC системный оператор отметил, что несмотря на имеющуюся возможность проводить проверки и верифицировать энергоресурсы, участвующие в рынках под его управлением, на фоне участвовавших случаев мошеннических действий важно усилить существующие требования к участвующим в энергорынке DR-ресурсам.

Предложение MISO фокусируется на решении четырех ключевых вопросов, касающихся:

- Исключения выплат за фиктивные или завышенные объемы DR-ресурсов.
- Исключения неточных или завышенных базовых показателей, на основании которых определяются объемы участвующих в энергорынке DR-ресурсов.
- Исключения возможности регистрации фиктивных DR-ресурсов.
- Внесения изменений в рыночные правила в отношении права на аудиторскую проверку, тестирования и компенсационных выплат.

Так, согласно одному из предлагаемых MISO изменений, владельцы/операторы DR-ресурсов больше не смогут самостоятельно планировать график их работы и будут обязаны корректировать нагрузку потребления только по запросу системного оператора.

В соответствии с предлагаемыми MISO изменениями рыночных правил агрегаторы DR-ресурсов также обязаны предоставлять системному оператору доказательства законности управления привлекаемыми ими энергоресурсами. Кроме того, руководители компаний-агрегаторов DR-ресурсов, должны официально подтвердить согласие на соблюдение их компаниями правил энергорынка под управлением MISO и отказ от любых форм мошенничества и недобросовестных практик на рынке.

²⁴ Операционная зона MISO включает полностью или частично энергосистемы штатов Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.



MISO попросил FERC утвердить предлагаемые им изменения до 19 июля текущего года.

Информационно-аналитический ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

Консорциум в составе компаний Hitachi Energy и BHEL построит HVDC соединение напряжением ± 800 кВ между индийскими штатами Раджастан и Уттар-Прадеш

Компания Adani Energy Solutions²⁵, выступающая в роли заказчика проекта строительства нового межсистемного HVDC соединения Bhadla – Fatehpur между индийскими штатами Раджастан и Уттар-Прадеш, привлекла для реализации проекта консорциум в составе компаний Hitachi Energy²⁶ и Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL)²⁷.

HVDC соединение Bhadla – Fatehpur напряжением ± 800 кВ, пропускной способностью 6 ГВт и протяженностью 950 км, которое планируется ввести в эксплуатацию в 2029 г., обеспечит возможность поставок электроэнергии, выработанной солнечной генерацией, из Раджастана в Уттар-Прадеш. Соединение, которое обеспечит электроснабжение 60 млн индийских домохозяйств станет ключевым элементом в реализации поставленной Индией цели по достижению 500 ГВт мощности ВИЭ-генерации к 2030 г.

В рамках проекта BHEL поставит изготовленные на производственных площадках своего завода в Бхопале трансформаторы для ППС, шунтирующие реакторы, фильтрующие конденсаторы, РУ и измерительные трансформаторы, а также тиристорные вентили, изготовленные подразделением BHEL по производству силовой электроники в Бангалоре. Кроме того, бизнес-группа компании по передаче электроэнергии спроектирует, поставит и установит РУ переменного тока напряжением 765/400 кВ на ППС в Фатехпуре и ПС 400 В в Бхадле и Бхадла-Экстеншн.

Информационно-аналитические ресурсы World Energy, Energyworld
<https://www.world-energy.org>, <https://energy.economictimes.indiatimes.com>

²⁵ Индийская энергетическая компания, специализирующаяся на передаче и распределении электроэнергии, а также развитии интеллектуальных сетей и возобновляемой энергетики.

²⁶ Мировой лидер в области HVDC технологий, систем передачи электроэнергии и цифровых решений для энергетических сетей.

²⁷ Индийская государственная компания, являющаяся одним из крупнейших производителей энергетического оборудования в Азии.

