



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

01.11.2024 – 07.11.2024



Правительство Великобритании внедряет новую схему поддержки инвестиций в проекты строительства ГАЭС

Стремясь открыть новые инвестиционные возможности для стимулирования развития накопителей с длительным временем хранения энергоресурсов (long-duration energy storage, LDES), в том числе для стимулирования строительства новых ГАЭС, правительство Великобритании объявило о внедрении новой схемы поддержки инвестиций, предусматривающей верхний и нижний пределы гарантированной рентабельности проектов строительства новых LDES's. Правительство заявило, что данный шаг может способствовать запуску первых почти за 40 лет крупных объектов строительства LDES's. в Великобритании. По мнению правительства, до настоящего времени, несмотря на низкие эксплуатационные расходы, инвестиции в строительство LDES's сдерживали высокие первоначальные затраты.

Заявление правительства о внедрении новой схемы поддержки инвестиций в строительство LDES's последовало за проведёнными ранее в этом году консультациями. Схема с верхним и нижним предельными значениями рентабельности обеспечила бы гарантированный минимальный доход для владельцев активов LDES's (нижнее предельное значение) в обмен на ограничение доходов (верхнее предельное значение). Нижние предельные значения рентабельности предназначены для страхования инвестиционных рисков, если доходы от реализации проекта окажутся ниже прогнозируемых. В обмен на то, что эти риски перекладываются на потребителей, вводится верхний предел рентабельности, гарантирующий, что владельцы LDES будут делиться частью или всей прибылью, превышающей определённый уровень.

Британский регулятор в энергетике Ofgem, который согласился выступить в качестве регулятора и исполнителя новой схемы поддержки инвестиций, разработает схему инвестиционной поддержки по двум направлениям: для зрелых технологий LDES и для новых инновационных технологий. Ожидается, что первый раунд приема заявок на разработку проектов строительства LDES's в соответствии с новой схемой будет запущен в следующем году.

В Великобритании насчитывается 4 действующих ГАЭС в Шотландии и Уэльсе совокупной мощностью 2,8 ГВт. По информации правительства, проведенный анализ показал, что, например, строительство LDES мощностью 20 ГВт обеспечит британской энергосистеме совокупное сокращение операционных расходов в размере £ 24 млрд (\$ 31,3 млрд) в период с 2025-2050 гг. В настоящее время в разработке находятся несколько проектов строительства ГАЭС, часть из которых, как ожидается, будет введена в эксплуатацию к 2030 г., и внедрение новой схемы поддержки инвестиций будет способствовать их реализации. Между тем, системный оператор Великобритании NESO подсчитал, что к 2050 г. для достижения нулевого уровня выбросов углерода потребуется построить в общей сложности от 11,5 ГВт до 15,3 ГВт мощности LDES's.

Компания Drax, специализирующаяся в области ВИЭ, приветствовала этот шаг правительства. В настоящее время Drax рассматривает возможность расширения действующей ГАЭС Cruachan мощностью 400 МВт в Шотландии за счёт строительства рядом с существующей новой ГАЭС мощностью 600 МВт¹.

¹ Помимо планов строительства новой ГАЭС, Drax завершает модернизацию существующей станции стоимостью £ 80 млн (\$ 102,7 млн). В рамках модернизации мощность двух из четырёх гидроагрегатов станции будет увеличена на 40 МВт, что позволит довести мощность ГАЭС Cruachan до 480 МВт.





ГАЭС Cruachan.

По мнению директора шотландского подразделения Drax Иэна Киннэрда, внедрении новой схемы поддержки инвестиций – важный шаг на пути к устранению одного из ключевых препятствий, с которыми сталкиваются разработчики при строительстве ГАЭС нового поколения. Компания с нетерпением ожидает конструктивного сотрудничества с правительством Великобритании и другими заинтересованными сторонами на следующих этапах реализации новой схемы поддержки инвестиций, чтобы к 2030 г. в партнёрстве с ними создать экологически чистую энергосистему, которая укрепит энергетическую безопасность Великобритании и удовлетворит потребности потребителей.

Аналогичная схема гарантирования возврата инвестиций с верхним и нижним предельными значениями рентабельности внедрена в Великобритании в 2014 г. для поддержки проектов строительства межгосударственных электрических соединений, которые соединяют национальную энергосистему с энергосистемами других стран.

Информационно-аналитический ресурс Power Engineering International
<https://www.powerengineeringint.com>

Сетевые операторы Великобритании отклонили заявки на техприсоединение застопорившихся проектов суммарной мощностью около 10 ГВт

Британские электросетевые операторы отклонили заявки на техприсоединение неперспективных и нерентабельных (застопорившихся) проектов суммарной мощностью 10 ГВт, которые были поданы в регулирующие органы в декабре 2023 г. Исключение застопорившихся проектов из очереди на техприсоединение стало результатом тесного взаимодействия сетевых операторов, NESO и Ofgem в рамках



Группы стратегических подключений ENA², которая была создана в декабре прошлого года.

Исключение застопорившихся проектов позволит разгрузить очередь на техприсоединение и ускорить продвижение тех проектов, которые гарантированно будут реализованы. В 2023 г. совокупная мощность находящихся в очереди на техприсоединение генерирующих и передающих активов на 252 ГВт превысила необходимый объем генерирующих и передающих активов, предусмотренных к 2050 г. самыми амбициозными планами развития энергосистемы Великобритании.

Для исключения застопорившихся проектов из очереди на техприсоединение ENA предлагает следующее:

- все проекты, находящиеся в очереди на техприсоединение, должны быть проверены на соответствие графику и этапам реализации, установленным в соглашениях на техприсоединение;
- в случае, если реализация того или иного этапа проекта отстает от графика или откладывается, сетевые операторы тесно взаимодействуют с разработчиками в целях выявления причин задержки и поиска решений для соблюдения установленных сроков реализации проекта;
- в случае, если проект приостановлен или его дальнейшая реализация невозможна, он исключается из очереди на техприсоединение, а соглашение на техприсоединение расторгается.

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

Hitachi Energy модернизирует систему управления HVDC соединением NordBalt

Системные операторы Литвы и Швеции подписали контракт с компанией Hitachi Energy на модернизацию системы управления межгосударственным HVDC соединением NordBalt³. Контрактом предусмотрена поставка аппаратных и программных решений, обучение персонала, обновление технической документации. Срок окончания работ – май 2026 г.

Ожидается, что модернизация системы управления NordBalt расширит возможности для регулирования частоты и перетоков мощности при работе энергосистем прибалтийских стран в режиме синхронной работы с энергосистемами стран Континентальной Европы и изолированном режиме, функциональность противоаварийного управления, а также снизит требования к мощности короткого замыкания в точке подключения.

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

² Ассоциация энергетических сетей (Energy Networks Association, ENA) Великобритании.

³ Подробная информация о NordBalt доступна по ссылке: <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-success-stories/nordbalt>



В Германии будет построена самая высокая в мире ветровая турбина

В немецкой федеральной земле Бранденбург состоялась закладка первого камня в фундамент ветровой турбины высотой 364 м⁴ – на текущий момент самой высокой ветровой турбины в мире.

Ветровая турбина будет иметь новый дизайн, в т.ч. решетчатую конструкцию с четырьмя опорами, напоминающую Эйфелеву башню в Париже. Гондола турбины будет крепиться к подвижной внутренней башне, что позволит поднимать ее на высоту до 300 м, недоступную в настоящее время для строительных кранов. Для сооружения ветровой турбины не потребуются выделение дополнительной площади, поскольку она будет построена между действующими ветровыми турбинами.

Разработчик проекта – немецкая компания Beventum, за инженерно-конструкторские работы отвечает компания Gicon. Согласно проведенным замерам ветровой активности разработчики проекта пришли к выводу, что размещение гондолы турбины на высоте 300 м позволит повысить ее производительность на 40%, поскольку на такой высоте средняя скорость ветра значительно выше. Технические и эксплуатационные условия работы новой ветровой турбины сопоставимы с шельфовыми ВЭС, но при этом затраты на ее эксплуатацию и техническое обслуживание значительно ниже. Дополнительным преимуществом новой турбины является то, что такие высокие ветровые турбины могут быть использованы в регионах с низкой ветровой активностью.

*Информационно-аналитический ресурс Modern Power Systems
<https://www.modernpowersystems.com>*

Сербия рассматривает три варианта строительства ГАЭС Джердап 3 различной мощности

По данным Министерства горнодобывающей промышленности и энергетики Сербии, в настоящее время рассматривается три варианта строительства ГАЭС Джердап 3 различной мощности – 1 400 МВт, 1 800 МВт и 2 400 МВт. По информации Министерства, при мощности 1 400 МВт ГАЭС позволит удовлетворить потребности в аккумулировании энергии на национальном уровне, при мощности 1 800 МВт – на региональном уровне, а мощность в 2 400 МВт меняет энергетический ландшафт всего региона.

ГАЭС Джердап 3 планируется построить на р. Дунай, на границе Сербии и Румынии. По информации Министерства, ТЭО проекта строительства ГАЭС Джердап 3 находится на завершающей стадии. В ближайшее время Министерство рассчитывает завершить дополнительную часть ТЭО – моделирование энергорынка, которая позволит получить представление о финансовом влиянии ГАЭС Джердап 3 на работу ГЭС Джердап⁵. Ранее Румыния высказывала предположение, что может согласиться на 50% доленое участие в проекте строительства ГАЭС Джердап 3.

⁴ Без учета длины лопасти высота турбины составит 300 м.

⁵ ГЭС Джердап 1 расположена на р. Дунай в сужении Железные ворота в 943 км от устья реки (на границе Сербии и Румынии). ГЭС находится в совместной собственности Сербии и Румынии. Джердап 1 является самой крупной ГЭС на Дунае и одной из самых мощных в Европе. Помимо ГЭС Джердап 1, на Дунае Румыния совместно с Югославией построили ГЭС Железные ворота 1 и 2.



В начале августа министр энергетики Румынии Себастьян Бурдужа заявил, что правительство Румынии будет внимательно следить за планами, связанными со строительством гидроэнергетических объектов на Дунае. По его словам, Румыния не допустит, чтобы выработка электроэнергии действующими ГЭС Железные ворота 1 и 2 оказалась под угрозой. По информации министра, сербская сторона предоставила первоначальные данные о результатах исследования, проведенного совместно с американской компанией Bechtel, о предлагаемых инвестициях в проект и его влиянии на работу ГЭС Железные ворота 1 и 2.

В июле текущего года Румыния и Болгария подали в ЕС заявку на финансовую поддержку своего совместного гидроэнергетического проекта – строительство ГЭС Турну-Мэгуреле – Никополь мощностью 840 МВт на Дунае.

Информационно-аналитический ресурс Balkan Green Energy News
<https://balkangreenenergynews.com>

К проекту EVVE, реализуемому EDF Group и Dreev, присоединились еще семь компаний

Компании Altra, BNP Paribas Mobility, Enedis, IZIVIA, Nuvve, Stellantis и Volkswagen Group France присоединились к консорциуму, сформированному компаниями EDF Group и Dreev, для ускорения реализации проекта «Environmental Valorisation of Virtual Energy storage» (EVVE), запущенного в 2021 г. Цель проекта – развертывание по всей Европе 800 зарядных станций на базе технологии двусторонней зарядки/разрядки электромобилей (bidirectional vehicle-to-grid, V2G), разработанной компанией Dreev⁶.

Интеллектуальные станции для зарядки электромобилей (на основе европейского стандарта Combo CCS), установленные в рамках проекта EVVE и использующие двунаправленную технологию зарядки/разрядки электромобилей, способны обеспечить балансирование спроса и предложения электроэнергии в сети централизованного электроснабжения, в том числе в периоды пикового потребления.

В результате реализации проекта EVVE будет построено 800 станций для зарядки электромобилей, объединенных в виртуальную электростанцию мощностью свыше 8 МВт. На сегодняшний день в рамках проекта установлено 250 зарядных станций, в основном во Франции и Дании.

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

Министерство энергетики выделяет около \$ 2 млрд на поддержку электросетевых проектов в сорока двух штатах США

Министерство энергетики (Department of Energy, DoE) США сообщило о выделении порядка \$ 2 млрд на поддержку 38 проектов в 42 американских штатах в рамках второго раунда второго этапа финансирования по программе «Grid Resilience and Innovation Partnerships» (GRIP). Как сообщает DoE, выделяемые инвестиции в энергетический сектор будут направлены на сооружение новых ЛЭП протяженностью

⁶ Подробная информация о технологии V2G доступна по ссылке: <https://dreev.com/v2g/>.



483 км и модернизацию порядка 1050 км существующих электрических соединений, что позволит увеличить пропускную способность региональных сетей на 7,5 ГВт.

Самый крупный объем инвестиций в размере \$ 250 млн предоставляется энергохолдингу Tennessee Valley Authority (TVA). Выделяемое DoE финансирование будет направлено TVA на реализацию 84 самостоятельных подпроектов на территории 8 штатов. Целью проектов является увеличение пропускной способности передающей сети на 2,4 ГВт.

Среди других отобранных DoE проектов лидерами по размеру выделяемого финансирования являются:

- проект, реализуемый компанией Georgia Power – внедрение GET's⁷, включая технологии динамического рейтинга ЛЭП и реконструкцию существующих ЛЭП с заменой проводов/кабелей на усовершенствованные, на который выделяется \$ 160 млн;
- проект, реализуемый энергокомпаниями Hoosier Energy Rural Electric Cooperative и Southern Illinois Power Cooperative – строительство ЛЭП напряжением 69 кВ или 138 кВ для закольцовки ПС в семи округах штатов Иллинойс и Индиана, где все чаще происходят перебои с подачей электроэнергии из-за экстремальных погодных явлений, на который выделяется \$ 117 млн;
- проект Renewable-Aware, реализуемый компанией Exelon – внедрение системы управления распределенными энергоресурсами (DER's) и несбалансированной нагрузкой (Unbalanced Load Flow) в распредсетях, в первую очередь в неблагополучных сообществах, на который выделяется \$ 100 млн;
- проект GridUnity – использование «облачных» вычислений и других передовых технологий для ускорения процедуры техприсоединения новой генерации по всей стране, на который выделяется \$ 50 млн. DoE рассчитывает, что проект GridUnity позволит сократить время подключения в среднем более чем на год.

Программа GRIP с общим объемом инвестиций в \$ 10,5 млрд реализуется в соответствии с Законом об инвестициях в инфраструктуру, подписанного Президентом США в ноябре 2021 г., и представляет собой крупнейшую федеральную инвестицию в развитие критически важной электросетевой инфраструктуры. GRIP включает в себя мероприятия по трем ключевым направлениям – «Grid Resilience Utility и Industry», «Smart Grid» и «Grid Innovation», целью которых является повышение энергетической гибкости и надежности энергосистемы в ситуации возрастающих угроз, вызванных климатическими изменениями.

В рамках первого этапа финансирования по программе GRIP в октябре 2023 г. было выделено почти \$ 3,5 млрд на реализацию 58 проектов в 44 штатах, а в рамках первого раунда второго этапа в августе 2024 г. DoE было выделено \$ 2,2 млрд на поддержку 8 проектов в 18 штатах.

Официальный сайт DoE
<https://www.energy.gov>

⁷ Grid-Enhancing Technologies (GET's) — это аппаратные и программные решения, направленные на увеличение пропускной способности, гибкости и эффективности существующей системы передачи электроэнергии.



На системного оператора штатов Восточного побережья США подана жалоба в FERC за искусственное завышение цен на мощность

В Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) США поступила жалоба группы энергосбытовых компаний – Sierra Club, Natural Resources Defense Council, Public Citizen, Sustainable FERC Project и Union of Concerned Scientists – на системного оператора штатов Восточного побережья США PJM Interconnection (PJM)⁸. Претензия, выдвинутая в отношении PJM, заключается в том, что в последнем проведенном системным оператором аукционе по отбору поставщиков мощности – Base Residual Auction (BRA) 2025-2026, не участвовали т.н. режимные электростанции, с которыми у PJM заключены соглашения об обязательной эксплуатации (reliability-must-run, RMR).

Так, на аукционе по отбору поставщиков мощности, проведенном PJM в июле 2024 г., цены на поставку мощности в 2025-2026 гг. достигли \$ 269,92 за МВт/сутки по сравнению с \$ 28,92 за МВт/сутки на предыдущем аукционе. При этом в операционных зонах компаний Baltimore Gas and Electric (штат Мэриленд) и Dominion Energy (штаты Вирджиния и Северная Каролина) цены на поставку мощности достигли \$ 466,35 за МВт/сутки и \$ 444,26 за МВт/сутки соответственно. Совокупная стоимость затрат на покупку мощности выросла с \$ 2,2 млрд по итогам предыдущего BRA до \$ 14,7 млрд по итогам аукциона, проведенного в июле текущего года. Отказ от участия в BRA 2025-2026 двух угольных ТЭС в штате Мэриленд, находящихся в управлении компании Talen Energy, увеличил совокупные затраты на покупку мощности примерно на \$ 5 млрд.

Отсутствие требования по участию в BRA режимных электростанций, а также формирование диспетчерских графиков и прогнозов без их учета, по мнению обжалующих действия системного оператора компаний, вынуждает потребителей дважды оплачивать стоимость мощности этих электростанций и создает ценовые сигналы на рынке мощности, которые не соответствуют фактическому энергобалансу и способствуют принятию неэффективных решений участниками энергорынка, причем как со стороны спроса, так и со стороны предложения. Как отмечается в жалобе, по итогам трех последующих BRA, которые запланированы на декабрь 2024 г., июнь и декабрь 2025 г., затраты на покупку мощности могут увеличиться на \$ 15 млрд.

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

Американская Middle River Power продлила срок эксплуатации газовой ТЭС Elgin на фоне нехватки энергоресурсов и роста спроса на электроэнергию

Американская энергокомпания Middle River Power сообщила о продлении срока эксплуатации газовой ТЭС Elgin мощностью 540 МВт (штат Иллинойс) в условиях ограниченных энергоресурсов и увеличения спроса на электроэнергию в операционной зоне системного оператора PJM. Данная ситуация стала причиной значительного скачка клиринговых цен на мощность в ходе очередного планового

⁸ В операционную зону PJM входят полностью или частично энергосистемы округа Колумбия и штатов Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния, Западная Вирджиния.



аукциона по отбору поставщиков мощности – BRA 2025-2026, состоявшегося в июне текущего года.

По прогнозам рыночных аналитиков, предстоящий декабрьский BRA продемонстрирует аналогичные или более высокие цены на мощность, которые могут превысить предельное пороговое значение в \$ 695 за МВт/сутки. В рамках следующего BRA будет проведен отбор поставщиков мощности на период с 1 июня 2026 г. по 31 мая 2027 г., что, соответственно, обязывает разработчиков проектов обеспечить ввод новой генерации в течение 18 месяцев.

Как ожидается, первой ответной реакцией на высокие цены на мощность станет увеличение предложений на снижение мощности потребления от поставщиков DR-услуг, увеличение предложений на поставку мощности от действующих ТЭС, а также продление сроков эксплуатации электростанций, планируемых к закрытию.

Ранее Middle River получила согласование PJM на вывод из эксплуатации ТЭС Elgin до 01.06.2025 г. По правилам PJM, владельцы объектов генерации должны получить согласование системного оператора на вывод из эксплуатации генерирующего оборудования, которое выдается системным оператором после проведения анализа балансовой надежности энергосистемы с учетом вывода его из эксплуатации. Если по результатам проведенного анализа будут выявлены риски для балансовой надежности, PJM может заключить RMR соглашение, чтобы сохранить в работе режимные электростанции на необходимый промежуток времени.

В настоящее время PJM рассматривает запросы на вывод из эксплуатации генерирующего оборудования совокупной мощностью около 450 МВт, включая вывод из эксплуатации не позднее 01.06.2026 г. почти всей генерации, работающей на мазуте. В штате Иллинойс PJM уже согласовал вывод из работы до 01.06.2026 г. газовой ТЭС Elwood 1 мощностью 350 МВт, принадлежащей компании J-Power USA.

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

FERC отклонила жалобы на неправомерность применения скоординированного управления перетоками мощности между операционными зонами MISO и SPP

FERC отклонила две параллельно направленные жалобы системного оператора Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO)⁹ и энергокомпании Montana-Dakota Utilities (MDU)¹⁰ в отношении мер по устранению перегрузки контролируемого сечения Charlie Creek между операционными зонами MISO и SPP¹¹

⁹ Операционная зона MISO включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана

¹⁰ MDU обслуживает потребителей с суммарной нагрузкой в 150 Мвт в операционной зоне MISO, а также управляет двумя тупиковыми ЛЭП 115 кВ в энергорайоне на северо-западе штата Северная Дакота, находящийся в операционной зоне системного оператора SPP, и прибегает к услугам SPP по передаче электроэнергии в рамках межсистемного взаимодействия в ситуациях дефицита пропускной способности собственных электрических связей.

¹¹ Корпорация Southwest Power Pool (SPP) выполняет функции регионального оператора передающей системы (Regional Transmission Organization, RTO), в операционную зону которого входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.



из-за дополнительной нагрузки на контролируемое сечение, обусловленной нагрузкой потребления новой криптофермы в штате Северная Дакота.

Спор MISO и MDU с SPP по данному вопросу возник еще в прошлом году, когда был открыт ЦОД Atlas Power, добавивший дополнительные 200 МВт нагрузки потребления в уже и так перегруженном энергорайоне на северо-западе штата Северная Дакота, который находится в операционной зоне SPP. Максимум нагрузки энергорайона в настоящее время составляет 1,5 ГВт, в то время как мощность импортируемой электроэнергии не может превышать 1 ГВт.

MISO считает, что требование о скоординированном управлении перетоками мощности в контролируемом сечении Charlie Creek в соответствии с требованиями о скоординированном управлении перетоками мощности между ценовыми зонами (market-to-market, M2M) неправомерно и обошлось членам MISO в \$ 38 млн дополнительных расходов. В обоснование своей позиции MISO ссылается на одобрение SPP временной схемы управления перетоками мощности в Charlie Creek, что, по мнению MISO, наглядно демонстрирует, что управление перетоками мощности в соответствии с M2M используется SPP для обеспечения электроснабжения потребителей на местном, а не на региональном уровне, т.к. перегрузка Charlie Creek обусловлена ростом нагрузки потребления исключительно в операционной зоне SPP.

SPP со своей стороны настаивает, что управление перетоками мощности в Charlie Creek по-прежнему соответствует критериям M2M, что, по мнению SPP, подтверждается анализом перетоков мощности, проведенным MISO и SPP, который является определяющим для сотен других направлений перетоков мощности между операционными зонами MISO и SPP.

Свой отказ в рассмотрении жалоб MISO и MDU Комиссия обосновала тем, что ни MISO, ни MDU не смогли обосновать, что контролируемое сечение Charlie Creek не соответствует критериям M2M. FERC также заявила, что не согласна с исковыми требованиями MISO и MDU в том, что а) SPP нарушает условия операционного соглашения между MISO и SPP и б) MDU несет двойное бремя расходов за устранение перегрузки Charlie Creek.

По мнению FERC, SPP представил доказательства того, что в большинстве случаев перегрузка Charlie Creek устраняется за счет перераспределения нагрузки в операционной зоне SPP. Поскольку Комиссия постановила, что региональная значимость не является определяющей для координации перетоков мощности в соответствии с M2M, рассмотрение вопроса, относится ли обеспечение электроснабжения криптофермы в штате Северная Дакота к вопросам, решаемым на местном уровне, было отклонено Комиссией. FERC также отметила, что SPP привела достаточно обоснований того, что отзыв у Charlie Creek статуса M2M может спровоцировать для SPP вынужденное ограничение нагрузки остальных потребителей. Комиссия также заявила, что сохранение управления перетоками мощности в Charlie Creek в соответствии с M2M помогает создать соответствующие рыночные сигналы для MISO в отношении управления загрузкой генерирующих установок в своей операционной зоне, а это, по мнению FERC, является более эффективным рыночным решением по сравнению с прекращением использования скоординированного управления перетоками мощности в соответствии с M2M.

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



Mitsubishi Power завершила проект строительства двух ПГЭС суммарной установленной мощностью 5,3 ГВт в Таиланде

Компания Mitsubishi Power завершила строительство последнего энергоблока ПГЭС в таиландской провинции Районг, которое ознаменовало завершение стартовавшего в 2018 г. проекта – строительство в промышленно развитых провинциях Чонбури и Районг двух ПГЭС суммарной установленной мощностью 5 300 МВт. Каждая ПГЭС установленной мощностью 2 650 МВт оснащена четырьмя газовыми турбинами M701JAC и паровыми турбинами, а также котлами-утилизаторами.

Первая в Юго-Восточной Азии газовая турбина M701JAC серии J с воздушным охлаждением производства Mitsubishi Power была установлена на ПГЭС в Чонбури, строительство которой полностью завершено в октябре 2022 г., в 2021 г. Mitsubishi Power в рамках долгосрочного сервисного договора будет осуществлять техническое обслуживание обеих ПГЭС на протяжении 25 лет. Электроэнергия, вырабатываемая ПГЭС в Чонбури и Районге, будет покупаться Управлением по производству электроэнергии Таиланда (EGAT) в соответствии с 25-летним соглашением о поставках электроэнергии.

Ввод в эксплуатацию ПГЭС в Чонбури и Районге значительно укрепит устойчивость и надежность таиландской энергосистемы, необходимые для энергетической безопасности и экономического роста страны.

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

В Уганде введена в эксплуатацию крупнейшая в стране ГЭС Карума мощностью 600 МВт, построенная при финансовой поддержке Китая

Китайская государственная гидроэнергетическая инженерно-строительная компания Sinohydro Corporation ввела в эксплуатацию крупнейшую в Уганде ГЭС Карума мощностью 600 МВт, построенную на реке Нил в Кириандого, на севере Уганды. Строительство станции, которое обошлось в \$1,7 млрд, было профинансировано за счёт кредита, предоставленного экспортно-импортным банком Китая (1,4 млрд) и китайским правительством. Одновременно была введена в эксплуатацию ЛЭП 400 кВ протяжённостью 248 км для выдачи мощности ГЭС Карума.

По словам министра энергетики Уганды Рут Нанкабирва, строительство ГЭС, начавшееся в 2013 г., затянулось на несколько лет и столкнулось со множеством логистических проблем, в том числе из-за COVID-19. На церемонии ввода ГЭС в эксплуатацию посол Китая в Уанде Чжан Личжун назвал проект строительства ГЭС Карума «флагманским проектом китайско-угандийского сотрудничества». По словам посла, ГЭС «обеспечит миллионы домохозяйств доступной электроэнергией ...и будет способствовать устойчивому развитию экологически чистой энергетики в Восточной Африке».

Со вводом в эксплуатацию ГЭС Карума суммарная мощность угандийских электростанций превысила 2 000 МВт. В настоящее время Уганда экспортирует вырабатываемую в стране электроэнергию в соседние Руанду, Танзанию и Кению. Также планируется построить ЛЭП стоимостью \$180 млн, которая позволит экспортировать угандийскую электроэнергию в энергодефицитный Южный Судан.



ГЭС Карума – вторая за последние годы ГЭС, строительство которой в Уганде было профинансировано Китаем. В 2019 г. была введена в эксплуатацию ГЭС Исимба мощностью 188 МВт, построенная также на р. Нил. Строительство ГЭС стоимостью \$ 500 млн, финансируемое за счет кредита, выданного Китаем, осуществлялось китайской China International Water and Electric Corporation (CWE).



ГЭС Карума.

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

Выдано разрешение на техприсоединение СЭС Redstone башенного типа мощностью 100 МВт, которую планируется построить в ЮАР

Разработчик и владелец проекта строительства СЭС Redstone башенного типа – консорциум Aswa Power – получил разрешение на техприсоединение СЭС к энергосистеме провинции Северный Кейп. Для подключения СЭС к электрической сети были построены КЛ 132 кВ протяженностью 34 км и ПС 132 кВ.

СЭС Redstone мощностью 100 МВт, расположенная в районе Сиянда, станет первой в ЮАР СЭС, в которой в качестве энергоносителя используется нагретый солевой раствор. СЭС будет оснащена 41 260 гелиостатами, отражающими



солнечный свет точно на теплоприемник. Ожидаемая выработка СЭС Redstone составит 480 ГВт*ч электроэнергии в год. С энергохолдингом Eskom, выполняющим в том числе функции системного оператора ЮАР, заключен 20-летний договор на поставку электроэнергии, вырабатываемой СЭС. Стоимость строительства СЭС Redstone оценивается в \$ 724 млн.



СЭС Redstone.

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

Определен генеральный подрядчик строительства межсистемного HVDC соединения Mariner Link между австралийскими штатами Виктория и Тасмания

Компания Hitachi Energy была выбрана компанией Mariner Link Pty Ltd (MLPL) в качестве генерального подрядчика строительства имеющего «национальное значение» межсистемного HVDC соединения Mariner Link пропускной способностью 1 500 МВт, которое увеличит пропускную способность электрических связей между энергосистемами материковой части Австралии и Тасмании. Проект строительства Mariner Link – один из ключевых проектов, включенных оператором Национального энергетического рынка AEMO в актуальную редакцию комплексного плана развития энергосистемы – «25-летней дорожной карты перехода национального энергетического рынка к нулевым выбросам углерода к 2050 г.»

HVDC соединение Mariner Link совокупной протяженностью около 345 км позволит передавать электроэнергию, выработанную из ВИЭ, в обоих направлениях. Силовой и оптоволоконный кабель связи (на производство которых у MLPL есть соглашение с производителем кабельной продукции Prysmian Group) пройдет 255 км под водой от северо-запада Тасмании до залива Варата, а затем ещё 90 км под землей по территории штата Виктория до Хейзелвуда (долина Латроб).



По HVDC соединению Marinius Link в энергосистему Тасмании будут передаваться излишки электроэнергии, выработанной солнечной и ветровой генерацией в штате Виктория. Это позволит сохранять и накапливать запасы гидроресурсов в энергосистеме Тасмании, а «чистая» гидроэнергия из Тасмании может затем поставляться в материковую энергосистему в то время, когда она больше всего нужна. Таким образом соединение повысит надёжность электроснабжения потребителей в австралийской энергосистеме, в которой всё больше электроэнергии вырабатывается из ВИЭ.

Как отмечается Hitachi Energy, HVDC соединение Marinius Link позволит объединить преимущества солнечной, ветровой и гидроэнергетики, обеспечив при этом жителям Тасмании самые низкие цены на электроэнергию и дав новым отраслям промышленности уверенность в том, что они смогут обосноваться в Тасмании, а для потребителей в материковой Австралии откроет возможность использования гидроэнергетических ресурсов Тасмании, обеспечив доступ к огромным объёмам возобновляемой электроэнергии, оцениваемым примерно в 14 ТВт*ч.

По информации генерального директора MLPL Кэролайн Викамп, правительства Австралии, Тасмании и Виктории недавно заключили историческое соглашение о совместном владении проектом строительства HVDC соединения Marinius Link, сделав его критически важным для Австралии проектом в области передачи электроэнергии. Ожидается, что соединение будет введено в эксплуатацию к концу текущего десятилетия.



HVDC соединение Marinius Link.

*Информационно-аналитический ресурс Modern Power Systems
<https://www.modernpowersystems.com>*

