



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

**14.10.2022 – 20.10.2022**



## Европейская ассоциация системных операторов представила свое видение энергосистемы будущего

Европейская ассоциация системных операторов ENTSO-E опубликовала документ – «ENTSO-E Vision: A Power System for a Carbon Neutral Europe», в котором представлен взгляд ENTSO-E на создание энергосистемы, соответствующей углеродно-нейтральной Европе. Опубликованный документ основывается на предыдущем документе ENTSO-E – «Vision 2030», на долгосрочных сценариях Десятилетнего плана развития европейской электрической сети (TYNDP) и на разработанной ENTSO-E Дорожной карте исследований, разработок и инноваций на 2020-2030 гг., а также включает общую информацию о тенденциях, сценариях, технологиях и инновациях, полученную от системных операторов стран ЕС.

В полностью углеродно-нейтральной экономике электроэнергия станет основным и наиболее эффективным энергоресурсом, при этом электроэнергетический сектор необходимо объединить с другими секторами энергетики. Согласно мнению ENTSO-E, энергосистема будущего будет основываться на трех ключевых элементах, необходимых для создания устойчивой надежной и доступной энергосистемы:

*углеродно-нейтральные источники энергии*, обеспечивающие основную долю выработки электроэнергии и по большей части зависящие от погодных условий;

*ресурсы энергетической гибкости*, эффективно дополняющие погодозависимую генерацию и возрастающую многокомпонентность энергосистемы;

*электрическая сеть*, соединяющая генерирующие мощности, потребителей и ресурсы энергетической гибкости по всей Европе и обеспечивающая полностью интегрированный европейский энергетический рынок.

Европейская энергосистема будущего представляет собой так называемую «Систему систем» (*System of Systems*), которая нуждается в тесном взаимодействии между системами передачи и распределения энергии, а также между различными энергосистемами. Все европейские TSOs будут играть ключевую роль в обеспечении работы этой энергосистемы будущего. В то же время она будет более общеевропейской и одновременно более локальной, а TSOs будут обеспечивать критически важный интерфейс между системами.

В представленном документе ENTSO-E показывает, что создание энергосистемы углеродно-нейтральной Европы возможно в обозримом будущем, но необходимо изменить четыре ключевых элемента, чтобы реализовать эту возможность:

*необходимо развитие крупномасштабных систем энергетической гибкости* как краткосрочной, так и долгосрочной, которая должна быть скоординирована с будущими потребностями энергосистемы и постепенным отказом от генерации на ископаемом топливе;

*необходимо внести изменения в эксплуатацию энергосистемы*, которые будут соответствовать требованиям этой гораздо более сложной «Системы систем», включая управление энергетической гибкостью благодаря инновациям и сотрудничеству;

*необходимо внести изменения в нормативно-правовую базу, процедуры планирования развития энергосистемы и выдачи разрешений*, которые будут



способствовать своевременному получению необходимых инвестиций и поощрять эффективность и инновации;

*необходимо внести изменения в структуру энергорынка как ключевого фактора, который должен развиваться, чтобы быть способным распределять экономическую выгоду там, где и когда она будет наиболее необходима для энергетической системы, отражая при этом потребности и предпочтения различных потребителей.*

По мнению ENTSO-E, чтобы как можно скорее воплотить в реальность это видение энергосистемы будущего необходимо тесное сотрудничество в рамках всей энергетической отрасли и постоянный диалог с потребителями, заинтересованными сторонами и государственными органами на европейском, национальном и местном уровнях. Также необходимо тесное сотрудничество как между TSOs на европейском и региональном уровнях, так и с операторами распределительных систем. Это потребует как значительных инвестиций в инфраструктуру, так и внесения изменений в нормативно-правовую базу и структуру энергорынка, обеспечивающих соответствующие ценовые и инвестиционные сигналы, а также необходимые системные услуги.

При реализации указанных выше изменений необходимо также решить три ключевые проблемы: устойчивость, доступность для конечных потребителей и надежность энергосистемы.

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

## **Финская Fortum приступила к исследованию возможности строительства новых ядерных мощностей в Финляндии и Швеции**

Финская государственная энергетическая компания Fortum запустила двухлетний проект по подготовке технико-экономического обоснования строительства новых атомных электростанций (АЭС) в Финляндии и Швеции. В рамках данного проекта компания планирует изучить коммерческие, технологические, общественные и нормативные условия как для строительства малых модульных ядерных реакторов (small modular reactors, SMRs), так и для традиционных крупных ядерных реакторов.

Одновременно новое коалиционное правительство Швеции поручило шведской государственной энергокомпании Vattenfall увеличить мощность ядерной энергетики в стране и начать планирование строительства новых ядерных реакторов на АЭС Ringhals, расположенной на юго-западе Швеции, а также в других подходящих местах. Ожидается, что шведские власти также внесут изменения в национальное законодательство, чтобы упростить процесс строительства АЭС, включая ускоренную процедуру регулирования для тех типов ядерных реакторов, которые были одобрены в других странах Европейского союза. Vattenfall уже работает над технико-экономическим обоснованием возможности строительства двух SMRs на АЭС в Рингхалсе.

На конец 2021 г. в Швеции было 6 действующих ядерных реакторов суммарной мощностью 6,9 ГВт: энергоблоки 1-2-3 на АЭС Forsmark (суммарной мощностью 3,3 ГВт), энергоблок № 3 на АЭС Oskarshamn (1,4 ГВт) и энергоблоки 3-4 на АЭС Ringhals (суммарной мощностью 2,2 ГВт). Это составляет около 15% от совокупной установленной мощности генерации в Швеции. Контрольным пакетом акций



АЭС Ringhals и АЭС Forsmark владеет Vattenfall. В начале октября 2022 г. оператор финской АЭС Olkiluoto компания Teollisuuden Voima Oyj (TVO) объявила, что 3-й энергоблок АЭС Olkiluoto выведен на полную мощность. В состав АЭС Olkiluoto, расположенной на юго-западе Финляндии, в настоящее время входят три энергоблока: Olkiluoto 1 и 2 мощностью по 880 МВт каждый и Olkiluoto 3 (1,6 ГВт). Станция принадлежит компаниям TVO (73%) и Fortum (27%). Fortum также управляет АЭС Loviisa мощностью 1 ГВт, расположенной на юге Финляндии. На конец 2020 г. на долю атомной энергетики приходилось 16% от суммарной установленной мощности генерации Финляндии – 2,8 ГВт (без учета мощности энергоблока № 3 АЭС Olkiluoto).

*Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.enerdata.net>

## **Системный оператор Финляндии планирует использовать доходы от ликвидации перегрузок в передающей сети для отмены платы за сетевые услуги**

Финский системный оператор Fingrid планирует использовать рекордные доходы от ликвидации перегрузок в сетях для покрытия возросших расходов и планирует отказаться от получения платы за оказание сетевых услуг в декабре этого года. Fingrid также планирует предоставить своим клиентам шесть месяцев каникул по оплате за пользование передающей сетью в 2023 г., что позволит примерно на € 300 млн снизить расходы для пользователей передающей сети по сравнению с текущим уровнем. Уже принято решение об отмене платы за использование сетей на декабрь 2022 г., а также январь, февраль и июнь 2023 г.

Высокие цены на электроэнергию и существенные региональные различия в ценах привели к увеличению доходов системных операторов скандинавских стран, получаемых за счет управления перегрузками межгосударственных соединений. В отличие от системных операторов других скандинавских стран, Fingrid не получает доходов от управления перегрузками магистральных сетей внутри страны. Доходы же, полученные от управления перегрузками трансграничных электрических связей Финляндии, по сравнению с предыдущими годами значительно выросли. В то же время значительно возросли и рыночные расходы компании из-за необычайно высокой цены на электроэнергию. В соответствии с решением Энергетического управления Финляндии, Fingrid потратил выручку от управления перегрузками межгосударственных соединений на инвестиции в проекты по увеличению пропускной способности трансграничных связей и покрытие своих возросших эксплуатационных расходов, что позволило сделать это без существенного повышения цен на сетевые услуги в течение года.

Ни текущая структура ценообразования за пользование сетями, ни цена на единицу продукции не изменятся в результате реализации текущих планов системного оператора. В будущем размер платы за оказание сетевых услуг может меняться чаще одного раза в год, а любые объявленные цены действуют бессрочно. Нынешний план ценообразования за пользование магистральными сетями также не повлияет на стоимость других услуг, оказываемых Fingrid.

Fingrid постоянно оценивает производительность и качество своей работы, собирает отзывы клиентов и активно участвует в международных исследованиях для оценки эффективности и дальнейшего совершенствования своей деятельности.

*Официальный сайт Fingrid*  
<https://www.fingrid.fi>



## **В энергосистемах стран Балтии будут установлены синхронные компенсаторы в рамках мер по повышению устойчивости к внешним воздействиям**

Латвийский системный оператор АО «Augstsprieguma tīkls» (AST) в рамках проектов по укреплению сетевой инфраструктуры Латвии подписал контракт с компанией EM&SE Syncons на поставку и установку синхронных компенсаторов (СК) общей стоимостью € 114 млн. СК будут установлены на подстанциях (ПС) в Вентспилсе (Ventspils), Ликсне (Līksna) и Гробиня (Grobiņa).

В рамках проекта по синхронизации энергосистем Балтии и Континентальной Европы в целях укрепления сетевой инфраструктуры к 2025 г. планируется также установить по три СК в Литве и Эстонии. После синхронизации с европейской энергосистемой каждая из прибалтийских стран должна поддерживать требуемый уровень регулирования частоты и инерционности для обеспечения устойчивости своей энергосистемы.

По словам члена правления AST Арниса Даугулиса, СК являются важной инфраструктурой для обеспечения энергетической независимости стран Балтии, а также устойчивости и надежности прибалтийских энергосистем. СК обеспечивают необходимую инерционность энергосистемы в случае отключения крупного источника генерации или трансграничного соединения до тех пор, пока не будут задействованы другие резервы для замены потерянного источника энергии и возвращения всей энергосистемы к нормальному режиму работы. Помимо регулирования частоты, СК также помогут обеспечить достаточную компенсацию мощности короткого замыкания в передающей сети для надлежащего срабатывания защиты и автоматики.

Предполагается, что синхронизация энергосистем Балтии и Континентальной Европы повысит надежность электроснабжения потребителей в регионе, одновременно способствуя развитию европейского внутреннего энергетического рынка и создавая новые возможности для бизнеса.

*Информационно-аналитический ресурс SEi, официальный сайт AST  
<https://www.smart-energy.com>, <https://ast.lv>*

## **Системный оператор Литвы подготовил предложения по облегчению подключения к передающей сети объектов ветровой генерации**

Системный оператор Литвы Litgrid направил в Государственный совет по регулированию энергетики (VERT) предложения, которые должны облегчить процедуры подключения к передающей сети новых объектов ветровой генерации. Предложения были сформированы по итогам проведенных в начале октября общественных обсуждений с участниками рынка по вопросам внесения изменений в действующее постановление VERT<sup>1</sup>. Litgrid предлагает упростить требования к разработчикам проектов строительства новых объектов ветровой генерации, что соответствует рекомендациям Европейского союза (ЕС).

В текущем году после обращения разработчиков проектов строительства ветровых электростанций (ВЭС) к регулятору, VERT поручил Litgrid изучить предложения разработчиков для дальнейшей доработки требований к выработке

<sup>1</sup> С 2018 г. постановлением VERT установлены требования для новых объектов ветрогенерации, подключаемых к электрической сети, в соответствии с которым Litgrid производит анализ и представляет оценку новых проектов, после чего VERT выдает лицензии на коммерческую эксплуатацию объектов ветровой генерации.





реактивной мощности. После проведения дополнительного анализа с учетом внедрения новых технологий и инфраструктурных изменений, системный оператор предложил упростить требования к выработке реактивной мощности для новых ВЭС.

К концу 2021 г. к литовской энергосистеме в общей сложности было подключено 444 МВт мощности объектов ветровой генерации. До конца 2022 г. планируется подключить ВЭС совокупной установленной мощностью 168 МВт, планы на 2023 г. включают дополнительные 398 МВт мощности новых ветропарков. В настоящее время суммарная установленная мощность генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Литве составляет 1 223 МВт (1/3 от совокупной установленной мощности объектов генерации). По словам министра энергетики Литвы Дайнюса Крейвиса, к 2030 г. суммарная мощностью ВИЭ-генерации будет увеличена в 7 раз и составит 9 ГВт. Для реализации данных планов Litgrid в ближайшие 10 лет готовится инвестировать € 2 млрд в проекты развития электросетевой инфраструктуры.

Инвестиции Litgrid в проекты строительства новых электрических соединений, а также реконструкцию существующих за последние 2 года составили более € 100 млн. Также проводится модернизация сетевого оборудования и ведется подготовка к установке в энергосистеме Литвы синхронных компенсаторов. Это обеспечит возможность подключения к энергосистемам стран Континентальной Европы и увеличения мощностей ВИЭ-генерации в литовской энергосистеме, что является одним из основных приоритетов для системного оператора. При этом по словам генерального директора Litgrid, в компании тщательно проверяют каждый подключаемый к электрической сети объект генерации на соответствие предъявленным требованиям для гарантии безопасности и надежности энергоснабжения.

Официальный сайт Litgrid  
<https://www.litgrid.eu>

## **Компании Vattenfall, Siemens Energy и Aker Solutions AS заключили трехсторонний контракт на строительство электросетевой инфраструктуры для подключения «зеленой» генерации к энергосистеме Великобритании**

Энергокомпании Vattenfall, Siemens Energy и Aker Solutions AS подписали контракт по проекту строительства высоковольтной сетевой инфраструктуры постоянного тока (HVDC) для подключения генерации на базе ВИЭ к энергосистеме Великобритании.

В соответствии с заключенным контрактом Vattenfall поставит сетевую инфраструктуру для подключения к наземной электрической сети шельфовой ВЭС Norfolk Boreas, а компании Siemens Energy и Aker Solutions отвечают за проектирование, закупку, строительство и установку наземных и шельфовых HVDC подстанций и подключение ВЭС Norfolk Boreas к национальной энергосистеме.

ВЭС Norfolk Boreas установленной мощностью 1,4 ГВт, строящаяся в 47 км от побережья графства Норфолк на юго-востоке Великобритании, является первой очередью кластера шельфовой ветровой генерации, которую Vattenfall планирует построить в Норфолке. Ожидается, что первую электроэнергию ВЭС выработает в 2027 г. После полного завершения строительства кластер шельфовой ветровой генерации в Норфолке сможет обеспечить возобновляемой электроэнергией свыше



4 млн домохозяйств и позволит сократить объем выбросов углекислого газа на 6 млн тонн. По мнению Vattenfall, HVDC технология является одним из наиболее эффективных способов передачи значительных объемов электроэнергии на большие расстояния.

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

## **Канцлер Германии принял решение о продлении срока работы трех действующих атомных электростанций до апреля 2023 года**

Канцлер Германии Олаф Шольц распорядился о подготовке правового положения для продления эксплуатации трех оставшихся в Германии действующих атомных электростанций (АЭС) до апреля 2023 г. с целью предотвращения рисков для надежности электроснабжения предстоящей зимой. В настоящее время на долю атомной генерации приходится 6% в энергобалансе страны.

Ранее планировалось отключение трех АЭС до 31.12.2022 в рамках распоряжения предыдущего канцлера Германии на фоне аварии на японской АЭС Фукусима в 2011 г. Но представители партии СвДП<sup>2</sup> выступили с предложением о продлении работы АЭС, тогда как партия «Зеленые» настаивала на закрытии всех трех энергообъектов согласно графику до конца года. Позднее министр экономики и защиты климата Германии Роберт Хабек изменил свою позицию в пользу продления сроков эксплуатации АЭС Isar 2 в Баварии и АЭС Neckarwestheim 2 в Баден-Вюртемберге, предложив поддерживать их в рабочем состоянии дольше, чем планировалось, чтобы можно было использовать данные АЭС в качестве аварийного резерва до середины следующего года. Однако СвДП продолжала настаивать на том, что срок эксплуатации третьего энергоблока АЭС Emsden в Нижней Саксонии также должен быть продлен до 2024 г., как и двух других АЭС.

Решение канцлера Германии о продлении работы всех трех АЭС по крайней мере до 15 апреля 2023 г. положило конец данному спору. При этом в заявлении канцлера также были озвучены планы по разработке ряда законопроектов, направленных на повышение энергоэффективности и поэтапный вывод из эксплуатации угольных тепловых электростанций в самой густонаселенной земле Германии – Северном Рейне-Вестфалии – к 2030 г. Крайний срок использования угольной генерации в Германии первоначально был намечен на 2038 г.

Решение канцлера о продлении работы трех АЭС основано на достигнутом в октябре соглашении между правительством земли Северный Рейн-Вестфалия, федеральным правительством и энергетической компанией RWE.

*Информационный ресурс Financial Times*  
<https://www.ft.com>

## **Стартовал процесс получения разрешения на строительство западного участка соединения Tyrrhenian Link, который свяжет энергосистемы Сицилии и Сардинии**

Министерство экологического перехода Италии начало официальную процедуру выдачи разрешения на строительство западного участка подводного

---

<sup>2</sup> Свободная демократическая партия Германии (СвДП) (нем. FDP, Freie Demokratische Partei).



электрического соединения Tyrrhenian Link между островами Сицилия и Сардиния протяженностью около 480 км. Общая стоимость строительства западного участка соединения составляет € 3,7 млрд. Процесс получения разрешений на строительство западного участка Tyrrhenian Link стартовал через несколько дней после принятия решения по строительству восточного участка Tyrrhenian Link, который свяжет энергосистемы региона Кампания (Campania) на юго-западе Италии и о. Сицилия. Это очередной важный шаг в рамках реализации одного из самых значимых инфраструктурных проектов Италии, направленных на обеспечение развития и надежности итальянской электроэнергетической системы.

Строительство электросетевой инфраструктуры между островами Сицилия и Сардиния демонстрирует важное достижение в области технологий прокладки подводных кабелей: впервые в мире соединение пройдет на глубине более 2000 м, причем некоторые участки будут проложены на глубине 2150 м ниже уровня моря. Уже определены потенциальные места под строительство будущих преобразовательных подстанций (ППС) и трассы прокладки подземных кабелей, которые соединят подводную часть Tyrrhenian Link с ППС. Новая сетевая инфраструктура позволит усилить взаимосвязи между различными рыночными зонами и более эффективно использовать постоянно растущую мощность возобновляемой генерации.

Ожидается, что Tyrrhenian Link сыграет решающую роль в повышении надежности как сетевой инфраструктуры, так и энергосистемы в целом. Новое соединение представляет собой современный проект сетевой инфраструктуры, в рамках которого будут проложены две подводные высоковольтные линии постоянного тока пропускной способностью 1000 МВт — одна из региона Кампания до о. Сицилия, а другая между островами Сицилия и Сардиния. Общая протяженность Tyrrhenian Link составит около 970 км, из которых примерно 60 км – наземная часть. Ожидается, что Tyrrhenian Link будет полностью введено в эксплуатацию в 2028 г., а восточный участок соединения планируется запустить в конце 2025 г.

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

## Началось строительство первой очереди евроазиатского соединения EuroAsia Interconnector

Греция и Кипр приступили к реализации первого этапа проекта строительства евроазиатского трансграничного электрического соединения (EuroAsia Interconnector), который включает прокладку подводного кабеля пропускной способностью 1000 МВт. EuroAsia Interconnector свяжет энергосистемы двух стран и пройдет через о. Крит.

Кипр является последней страной-членом Европейского союза (ЕС), энергосистема которой не имеет электрических связей с энергосистемой Континентальной Европы. Ввод в эксплуатацию участка «Кипр – Крит» EuroAsia Interconnector запланирован на конец 2026 г. После завершения первого этапа проекта планируется приступить к строительству участка соединения между энергосистемами Кипра и Израиля.

EuroAsia interconnector, проект строительства которого внесен в список проектов общего интереса ЕС, представляет собой многоподстанционную высоковольтную систему постоянного тока напряжением 500 кВ и пропускной способностью 2000 МВ, которая свяжет сетевую инфраструктуру Греции, Кипра и





Израиля. Протяженность подводной части соединения составит 1208 км (310 км от Кипра до Израиля и 898 км от Кипра до Крита), а материковой части – 25 км. В рамках реализации проекта будут также построены три преобразовательных подстанции с подводными заземляющими электродами.

В июле 2021 г. Европейская комиссия выделила грант в размере € 100 млн на реализацию проекта строительства EuroAsia Interconnector. В январе 2022 г. страны ЕС договорились инвестировать € 657 млн в проект из Фонда соединения европейской инфраструктуры. В июле 2022 г. компания Nexans Norway была выбрана в качестве предпочтительного участника тендеров на заключение контрактов на проектирование, закупку, строительство и установку двух высоковольтных кабельных систем постоянного тока для первого этапа проекта.

*Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.enerdata.net>

### **Одобрены проекты строительства двух шельфовых ветровых электростанций совокупной мощностью 2,4 ГВт в китайской провинции Хайнань**

Комиссия по развитию и реформам китайской провинции Хайнань одобрила разработку проектов строительства двух шельфовых ВЭС совокупной мощностью 2,4 ГВт, которые планируется разместить недалеко от г. Данчжоу в провинции Хайнань (Южный Китай).

Первый демонстрационный проект – строительство шельфовой ВЭС мощностью 1,2 ГВт, получивший название CZ2 Offshore Wind Power Demonstration Project, будет реализовываться китайской энергокомпанией Hainan Shenergy New Energy<sup>3</sup>. Совокупный объем инвестиций в строительство шельфовой ВЭС составит около € 2,2 млрд. Второй одобренный комиссией проект – строительство шельфовой ВЭС мощностью также 1,2 ГВт – будет реализовываться китайской компанией China Datang<sup>4</sup>.

В 2021 г. в Китае было введено в эксплуатацию около 17 ГВт мощности шельфовой ветровой генерации, и на конец 2021 г. суммарная мощность китайских шельфовых ВЭС составила 19,7 ГВт, а совокупная мощность ветровой генерации в стране достигла 328 ГВт.

*Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.enerdata.net>

### **Компания NextEra ввела в эксплуатацию первый в США гибридный энергокомплекс в составе ветровой и солнечной генерации и системы накопления электроэнергии**

Компания NextEra Energy Resources (NextEra) завершила строительство и ввела в коммерческую эксплуатацию крупномасштабный гибридный энергокомплекс Wheatridge Renewable Energy Facilities в составе СЭС и ВЭС электростанций и СНЭЭ. Энергокомплекс расположен в округе Морроу (штат Орегон, США).

<sup>3</sup> Дочерняя компания китайского государственного энергохолдинга Shenergy Group Company Limited.

<sup>4</sup> Дочерняя компания китайской государственной корпорации China Datang Corporation, созданная на базе бывшей Государственной энергетической корпорации Китая в 2002 г.



Энергокомплекс Wheatridge Renewable Energy Facilities является первым в своем роде на территории Северной Америки, в составе которого совместно функционируют СЭС мощностью 50 МВт, ВЭС мощностью 300 МВт и СНЭЭ мощностью 30 МВт и энергоёмкостью 120 МВт\*ч. По информации разработчика проекта, энергокомплекс способен компенсировать больше половины объема электроэнергии, вырабатываемого ранее последней в штате угольной тепловой электростанцией (ТЭС) Boardman, которую компания PGE – собственник ТЭС – вывела из эксплуатации в 2020 г., а недавно завершила демонтаж оборудования.

PGE принадлежат права на 1/3 выработки ВЭС, входящей в энергокомплекс Wheatridge Renewable Energy Facilities, а NextEra, в управлении которой находится энергокомплекс, принадлежат права на 2/3 выработки ВЭС и весь объем электроэнергии, вырабатываемой СЭС и СНЭЭ.

В соответствии с условиями 20-ти и 30-летнего соглашений о поставках электроэнергии PGE будет выкупать у NextEra всю вырабатываемую энергокомплексом электроэнергию в рамках выполнения целевых показателей штата Орегон по сокращению выбросов CO<sub>2</sub>, утвержденных губернатором штата в 2021 г. Согласно законодательству штата крупнейшие энергокомпании обязаны не позднее 2040 г. перейти на использование энергоресурсов с нулевым уровнем выбросов CO<sub>2</sub>. Промежуточные цели предусматривают для двух главных энергосбытовых компаний в штате – PGE и Pacific Power – сокращение выбросов CO<sub>2</sub> на 80% к 2030 г. и на 90% к 2035 г.

В США в последние годы установилась тенденция совмещения СНЭЭ с СЭС, что обусловлено налоговыми льготами для проектов с участием солнечной генерации. Но с принятием в текущем году закона – Inflation Reduction Act (IRA), предусматривающего налоговые льготы для стимулирования производства «зеленой» электроэнергии и субсидии в том числе и для ВЭС, появилась целесообразность включения ВЭС в состав гибридного энергокомплекса, что, по мнению Совета по возобновляемым источникам энергии США, значительно расширяет потенциал подобных гибридных энергокомплексов. IRA также предусмотрены льготы для всех СНЭЭ, независимо от того входят ли они в состав гибридных энергокомплексов или являются независимыми энергообъектами. В этой связи наравне с проектами строительства ВЭС и гибридных энергокомплексов ожидается увеличение проектов строительства автономных СНЭЭ.

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

## **Американская FERC оштрафовала ISO-NE за предполагаемые нарушения правил рынка мощности**

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США согласовала выплату системным оператором штатов Новой Англии ISO New England (ISO-NE) штрафа в размере \$ 0,5 млн за предполагаемые нарушения правил рынка мощности в отношении газовой тепловой электростанции (ТЭС) Salem Harbor установленной мощностью 674 МВт (введена в работу в июне 2018 г.).

Генерирующая компания Salem Harbor Power Development LP – собственник ТЭС Salem Harbor – обвинялась FERC в неправомерном получении в 2017 г. платы за мощность от ISO-NE, так как не предоставила достоверную информацию о плановой



дате ввода станции в коммерческую эксплуатацию, и ISO-NE оплатил контракт на поставку мощности, хотя сроки сдачи станцию в эксплуатацию были сдвинуты на год. Неправомерный платеж за мощность, который получил собственник станции за период, когда фактически коммерческая эксплуатация ТЭС Salem Harbor еще не осуществлялась, составил \$ 104,8 млн.

По итогам разбирательства FERC пришла к выводу, что ISO-NE должен был знать о задержке строительства и понудить собственника ТЭС Salem Harbor переуступить обязательства по поставкам мощности другому поставщику, но вместо этого «подсказал» Salem Harbor, как избежать последствий несоблюдения сроков ввода станции в эксплуатацию. Кроме того, ISO-NE отказал в доступе к информации о реализации проекта строительства ТЭС Salem Harbor «рыночному контролеру», т.е. организации в статусе Market Monitoring Unit, уполномоченной осуществлять независимый мониторинг рыночных правил и контроль их выполнения (с обязательным полным доступом ко всем базам данных) в операционной зоне ISO-NE.

Системный оператор, как и ранее собственник ТЭС Salem Harbor, официально вину не признал, но договорился с FERC о снятии обвинений, согласившись на оплату штрафа. ISO-NE в своем заявлении указал, что, во-первых, платеж для собственника ТЭС Salem Harbor был проведен в полном соответствии с действовавшими в 2017 г. правилами рынка мощности, и, во-вторых, необходимые изменения уже внесены в правила, чтобы избежать подобных ситуаций в будущем. В июле текущего года собственник ТЭС заключил с комиссией аналогичное соглашение о выплате штрафа в размере \$ 17,1 млн и возвращении \$ 26,7 млн незаконно полученной прибыли.

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

## Четыре энергокомпании американского штата Флорида подписали соглашения о присоединении к балансирующему рынку на Юго-Востоке США

Энергохолдинги Duke Energy и TECO Energy, коммунальная компания JEA и кооперативная организация-собственник генерации и передающих сетей Seminole Electric, действующие в американском штате Флорида, подписали соглашения о присоединении с января 2023 г. к Юго-Восточному балансирующему рынку (Southeast Energy Exchange Market, SEEM).

В настоящее время в США география деятельности системных операторов и, соответственно, оптовых энергорынков под их управлением включает в себя два «белых пятна»: Юго-Восток и Северо-Запад страны. Летом 2020 г. ряд крупных региональных энергокомпаний и организаций на юго-востоке выступили с предложением создать новую рыночную структуру – SEEM. После нескольких безуспешных попыток получить согласование на создание SEEM от Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) США официальная процедура формирования SEEM завершилась в рамках действующего законодательства в октябре 2021 г., т.к. в ходе очередного раунда согласования запроса на создание SEEM комиссия не смогла обеспечить большинство голосов ни за, ни против предложенных нормативных изменений, вследствие чего SEEM начал функционировать в «силу закона», т.е. без согласования комиссии.

Информационно-технологическая платформа (ИТ) для проведения торговых операций в рамках SEEM должна быть готова до конца четвертого квартала 2022 г.



Предварительно первый запуск ИТ-платформы назначен на 9 ноября. Четыре компании Флориды смогут полноценно участвовать в торгах с середины 2023 г.

На текущий момент участниками SEEM являются энергокомпании и организации из одиннадцати штатов: Миссисипи, Айова, Северная Каролина, Южная Каролина, Алабама, Джорджия, Кентукки, Миссури, Теннесси, Оклахома, Вирджиния. Суммарная нагрузка потребления на их территории составляет до 180 ГВт в летний и до 200 ГВт в зимний период, а количество обслуживаемых розничных потребителей – более 36 млн.



Заявленной целью создания SEEM является оптимизация цен на электроэнергию за счет проведения торговых операций в 15-минутном расчетном интервале и обеспечения в реальном времени соответствующей информацией системных операторов соседних регионов. Ожидаемая экономия затрат потребителей может составить от \$ 40 до \$ 50 млн в год сразу после запуска рынка и до \$ 150 млн в год в перспективе.

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

## Американская FERC отклонила жалобу промышленных потребителей штатов MISO на оплату неиспользованной мощности

Федеральная комиссия по регулированию энергетики FERC США отклонила запрос коалиции крупных промышленных потребителей, действующих на территории системного оператора штатов Среднего Запада и Юга США – Midcontinent ISO (Coalition of MISO Transmission Customers, CMTC), об отмене платы за мощность, если потребители будут добровольно снижать нагрузку. По мнению CMTC, такое снижение выгодно и для системного оператора, так как позволит избежать дефицита мощности, который прогнозируется на севере и в центральной части операционной зоны MISO.

По решению комиссии, CMTC не смогла доказать, что внесения своей доли платежей за мощность, когда на проводимом MISO аукционе по отбору резервов



мощности образовался дефицит мощности, является «несправедливым и необоснованным требованием».

Предложение CMTC было направлено в FERC в мае текущего года по итогам последнего аукциона MISO по отбору плановых резервов мощности на 2022-2023 год (для начала поставок с 1 июня 2022 г.), прошедшего в апреле. По правилам PRA сбытовые предприятия, которые взяли на себя обязательства по покрытию нагрузки в операционной зоне MISO и не обеспечили требуемые объемы поставок мощности, оплачивают недостающие объемы по клиринговой цене. Для некоторых регионов MISO такая цена выросла с прошлогодних \$ 5 за МВт в сутки до \$ 236,66. При этом обязанность по оплате мощности, отобранной на PRA, остается даже в том случае, если энергосбытовое предприятие закрывается.

В то же время по данным CMTC, оптовые цены стремительно растут на всей территории операционной зоны MISO. Так, например, форвардная цена электроэнергии на июль в торговой зоне штата Индиана поднялась с \$ 51,82 за МВт\*ч в конце января до \$ 121,76. Из-за высоких цен на мощность в сочетании с растущими ценами на природный газ и электроэнергию по крайней мере один из членов CMTC (с суммарной нагрузкой потребления  $\approx 200$  МВт) рассматривает возможность прекращения работы до мая 2023 г. Другие члены коалиции могут принять такие же решения. От роста цен на электроэнергию в той или иной степени пострадали все члены CMTC, поэтому их обращение в FERC содержало жалобу на «несправедливость и необоснованность» правил MISO именно из-за отсутствия возможности «бесплатного» выхода из контрактов, заключенных по итогам PRA.

FERC, со своей стороны, посчитала аргументы CMTC неубедительными на том основании, что правила рынка MISO разработаны таким образом, чтобы обеспечить не только достаточный объем мощности в плановый период, но и ценовые сигналы, создающие экономические стимулы для сохранения существующих или выхода новых ресурсов на энергорынок в долгосрочной перспективе. Право отказа от выполнения обязательств исказит ценовые сигналы, которые должны способствовать эффективному планированию и инвестированию. Кроме того, такая возможность даст необоснованное преимущество организациям, которые смогут сократить потребление после публикации результатов аукциона, по сравнению с теми, кто не сможет этого сделать. В то же время комиссия отметила, что MISO, очевидно, не имеет достаточного количества диспетчируемых электростанций для поддержания заданного уровня надежности, так как неспособность энергорынка обеспечить необходимый объем резервов мощности с требуемыми техническими характеристиками является фундаментальным недостатком. В дальнейшем эта проблема может усугубиться с учетом того, что «очередь» MISO на технологическое присоединение состоит в основном из объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии с непостоянной выработкой.

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

## **Испанская Iberdrola приступила к процедуре ввода в эксплуатацию гибридного энергокомплекса совокупной мощностью 317 МВт в Австралии**

Компания Iberdrola приступила к процедуре ввода в коммерческую эксплуатацию своего первого в Австралии гибридного энергокомплекса в составе





ветровой и солнечной генерации в г. Порт Огаста в штате Южная Австралия после того, как Австралийский оператор энергетического рынка зарегистрировал его в Национальном реестре рынка электроэнергии. Тестовые испытания ветроэнергетической части энергокомплекса прошли в апреле прошлого года.

Энергокомплекс в составе 50 ветровых турбин совокупной мощностью 210 МВт и 250 тыс. солнечных панелей совокупной мощностью 107 МВт. является крупнейшим гибридным энергокомплексом в южном полушарии. Ожидается, что энергокомплекс будет вырабатывать достаточно «чистой» электроэнергии, чтобы обеспечить электроснабжение 180 тыс. австралийских домохозяйств, и позволит предотвратить ежегодный выброс в атмосферу 400 тыс. тонн CO<sub>2</sub>. Общий объем инвестиций в реализацию проекта строительства энергокомплекса в Порт-Огасте составил \$ 500 млн.

Ввод в эксплуатацию гибридного энергокомплекса в Порт-Огасте внесет значительный вклад в достижение амбициозных целей Южной Австралии по доведению доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе штата до 100% к 2030 г. Помимо содействия декарбонизации, энергокомплекс поможет снизить цены на электроэнергию для потребителей и повысить энергетическую самодостаточность штата, т.к. для производства такого же объема электроэнергии, какой будет вырабатывать энергокомплекс в Порт-Огасте, традиционной генерации потребуется около 155 млн м<sup>3</sup> природного газа в год.

*Информационно-аналитический ресурс NSEnergy*  
<https://www.nseenergybusiness.com>

