



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

28.08.2026 – 03.09.2026



Чешский ČEPS внедряет новую услугу по восстановлению энергосистемы после аварий

Системный оператор Чехии ČEPS внедряет новую услугу по восстановлению нормального режима работы национальной энергосистемы после аварий – Schopnost obnovy soustavy (SOS)¹.

Электростанции, победившие в тендере по отбору поставщиков услуги SOS и получившие соответствующую сертификацию, должны гарантировать, что в случае масштабного технологического нарушения, включая полное обесточивание, они смогут самостоятельно восстановить работу своего генерирующего оборудования и участвовать в восстановлении нормального режима работы энергосистемы в целом.

Необходимость внедрения услуги SOS обусловлена изменением ресурсной базы и энергетического сектора Чехии. В связи с ожидаемым снижением располагаемой мощности угольных ТЭС системному оператору требуется обеспечить наличие источников энергии, способных в долгосрочной перспективе оказывать услуги по восстановлению энергосистемы после системных аварий.

Предполагается создание автономных энергоостровов с источниками напряжения, работающими на выделенную нагрузку, стабилизацию работы энергоостровов и постепенную их синхронизацию вплоть до полного восстановления нормального режима работы энергосистемы.

Услуга может предоставляться электростанциями, подключенными к узловым ПС в передающей или распределительной сети. Кроме того, участвующее в оказании услуги SOS генерирующее оборудование должно обладать совокупной мощностью не менее 135 МВт и обеспечивать возможность пуска из обесточенного состояния как полностью автономно, так и с использованием защищенного внешнего источника подачи напряжения.

Выбор 135 МВт в качестве минимально необходимой мощности базируется на результатах исследования, посвященного определению технических условий надежного восстановления энергосистемы после ее полного обесточивания, и учитывает необходимость обеспечения собственных нужд ПС и другого оборудования, задействованного в постепенном подключении потребителей.

ČEPS уже представил проект соответствующих поправок к национальному системному кодексу на утверждение отраслевому регулятору. В 2027 г. планируется проведение тендера по отбору подходящих электростанций, внедрение соответствующей ИТ-платформы и сертификация поставщиков новой услуги. ČEPS ожидает, что услуга SOS будет запущена в начале 2028 г.

Официальный сайт ČEPS
<https://www.ceps.cz>

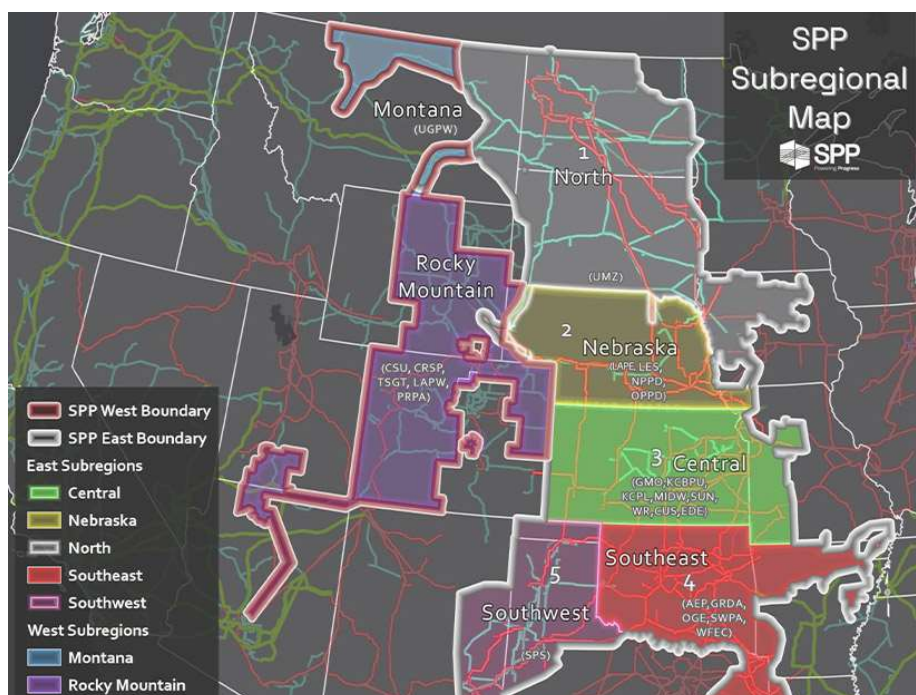
¹ Услуги SOS соответствует Регламенту Еврокомиссии № 2017/2196 от 24 ноября 2017 г., устанавливающему правила работы в аварийных ситуациях и восстановления энергоснабжения, разработанному Ассоциацией европейских системных операторов ENTSO-E. Аналогичные услуге SOS механизмы постепенно вводятся и другими европейскими системными операторами.



АМЕРИКА

Американский SPP изучит возможность увеличения перетоков электроэнергии между Восточным и Западным субрегионами своей операционной зоны

Американский системный оператор SPP² проведет исследование WE EXPAND, в рамках которого будут изучены возможности увеличения пропускной способности электрических связей между Западным и Восточным субрегионами и зонах балансирования (balancing authority areas, BAAs) в целях выравнивания оптовых цен на электроэнергию, снижения затрат на производство электроэнергии и отсрочки будущих инвестиций в развитие энергоресурсов. Стоимость исследования WE EXPAND оценивается в \$ 1,2 млн.



SPP ожидает, что потребление электроэнергии в его операционной зоне почти удвоится в течение следующих 10 лет благодаря экономическому развитию и электрификации различных секторов экономики. По данным SPP, максимальная пропускная способность семи межсистемных соединений между Западным и Восточным субрегионами используется лишь в 40% времени, а разница в оптовых ценах на электроэнергию превышает \$ 30 за МВт*ч в течение 35% времени. Предварительный анализ показал, что увеличение загрузки каждого межсистемного соединения на 1 000 МВт позволит оптимизировать загрузку генерации и приведет к выравниванию цен на электроэнергию в обоих субрегионах, что может принести совокупную выгоду потребителям в операционной зоне SPP в размере \$ 786 млн ежегодно.

Исследование WE EXPAND начнется в 2027 г., а окончательный отчет будет представлен в начале 2028 г. Это позволит включить некоторые результаты анализа

² Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана



в первый портфель проектов в рамках программы долгосрочного развития энергосистемы (Consolidated Planning Process, CPP) SPP и начать реализацию проектов как минимум на 12 месяцев раньше.

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

Апелляционный суд округа Колумбия подтвердил установленные FERC базовые стандарты подключения к энергосистеме генерирующих объектов

Апелляционный суд округа Колумбия отклонил все жалобы на приказ № 2023 Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) США, устанавливающий базовые стандарты для процедуры техприсоединения генерирующих объектов к национальным электросетям. Необходимость выпуска приказа была продиктована критическим переполнением очередей на техприсоединение. На момент издания приказа в конце 2023 г. в очереди на подключение находилось 2 600 ГВт генерирующих мощностей, однако на конец 2025 г. этот показатель снизился до 2 061 ГВт, что по-прежнему превышает совокупную установленную мощность всех объектов генерации в стране. Суд признал, что FERC действовала в рамках своих полномочий и приказ является правомерной попыткой комиссии устранить задержки в рассмотрении жизнеспособных проектов.

Ключевые нововведения приказа FERC включают отказ от устаревшей процедуры последовательного исследования проектов в пользу более эффективных кластерных исследований, внесение существенных депозитов за рассмотрение проекта, а также применение к разработчикам проектов штрафных санкций за отзыв заявок, размер которых возрастает в соответствии со временем нахождения проекта в очереди на техприсоединение. Приказ позволяет проектам выходить из очереди на этапе исследования без штрафных санкций только в том случае, если прогнозируемые затраты на подключение к энергосистеме увеличиваются на 100% или более по сравнению с затратами, определенными в рамках предыдущего кластерного исследования. Кроме того, для сетевых компаний были установлены жесткие сроки проведения кластерных исследований (по 150 дней на первоначальный и повторный этапы) с введением автоматических штрафов в размере до \$ 2 500 за каждый рабочий день просрочки.

Суд подтвердил полномочия FERC по устранению системных проблем в отрасли и счел штрафы за задержку исследований компенсационными коррективами, средства от применения которых пропорционально возвращаются потребителям. Суд подчеркнул, что сетевые компании, обладающие максимальным контролем и информацией о процессе исследований, должны нести ответственность за срывы сроков рассмотрения проектов.

Подтверждение судом правомерности приказа № 2023 создает надежный фундамент для перехода к кластерному процессу рассмотрения проектов по принципу «первый готов – первый рассмотрен» (first-ready, first-served) и ускоряет интеграцию в энергосистему новых генерирующих мощностей. Вместе с тем участники энергорынка констатируют, что даже с учетом принятых FERC мер процедура техприсоединения генерирующих объектов остается излишне медленной и непредсказуемой, что указывает на необходимость ее дальнейшего преобразования для покрытия растущего спроса на электроэнергию.

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



NIPSCO просит FERC о согласовании возмещения \$ 38 млн убытков, понесенных в связи с выполнением предписаний Министерства энергетики США

Коммунальное предприятие Northern Indiana Public Service Co. (NIPSCO), обслуживающее потребителей в операционной зоне системного оператора Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO)³, обратилось в FERC с просьбой согласовать возмещение фактически понесенных затрат в размере \$ 38 млн, включая около \$ 2,8 млн недополученной прибыли. Эти затраты не подлежат компенсации в рамках действующих тарифов и образовались после того, как с января по март текущего года предприятие потратило \$ 116,7 млн на исполнение чрезвычайных приказов (emergency orders) Министерства энергетики США (DoE) о сохранении в работе энергоблоков № 17 и № 18 угольной ТЭС R.M. Schahfer в штате Индиана, находящейся под управлением NIPSCO.

С 23 декабря 2025 г. DoE неоднократно выпускало чрезвычайные 90-дневные приказы о сохранении в работе энергоблоков № 17 и № 18 ТЭС R.M. Schahfer. Последний чрезвычайный приказ DoE предусматривает работу данных блоков до 19 сентября текущего года. Мощность блока № 17 ТЭС предлагалась на рынках MISO в январе–феврале 2026 г. Начиная с марта, блок был выведен из работы. Мощность блока № 18 так и не была предложена на рынке, т.к. блок находился в ремонте на момент выпуска первого чрезвычайного приказа DoE. NIPSCO рассчитывает ввести в работу энергоблок № 17 в октябре, а ремонт энергоблока № 18 продлится до середины декабря.

Исходя из предположения, что DoE будет выпускать чрезвычайные приказы до начала 2029 г., NIPSCO привлекла инжиниринговую компанию Sargent and Lundy для оценки работ, необходимых для продолжения эксплуатации энергоблоков № 17 и № 18 ТЭС R.M. Schahfer и согласовала ограниченный, но все же значительный объем работ. В дальнейшем затраты NIPSCO, связанные с эксплуатацией данных энергоблоков, резко возрастут.

NIPSCO также отметила, что DoE осведомлено о затратах, которые были и будут понесены для выполнения чрезвычайных приказов министерства, однако отказалась сообщить точную стоимость ремонтных работ и итоговую финансовую нагрузку на потребителей. NIPSCO также отметила, что FERC разработала процедуру, позволяющую коммунальным энергосбытовым компаниям добиваться возмещения затрат на выполнение чрезвычайных приказов DoE при условии рассмотрения и одобрения данных затрат комиссией.

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

FERC подтвердила правомочность мер MISO по корректировкам PRA 2025-2026 из-за ошибки в программном обеспечении

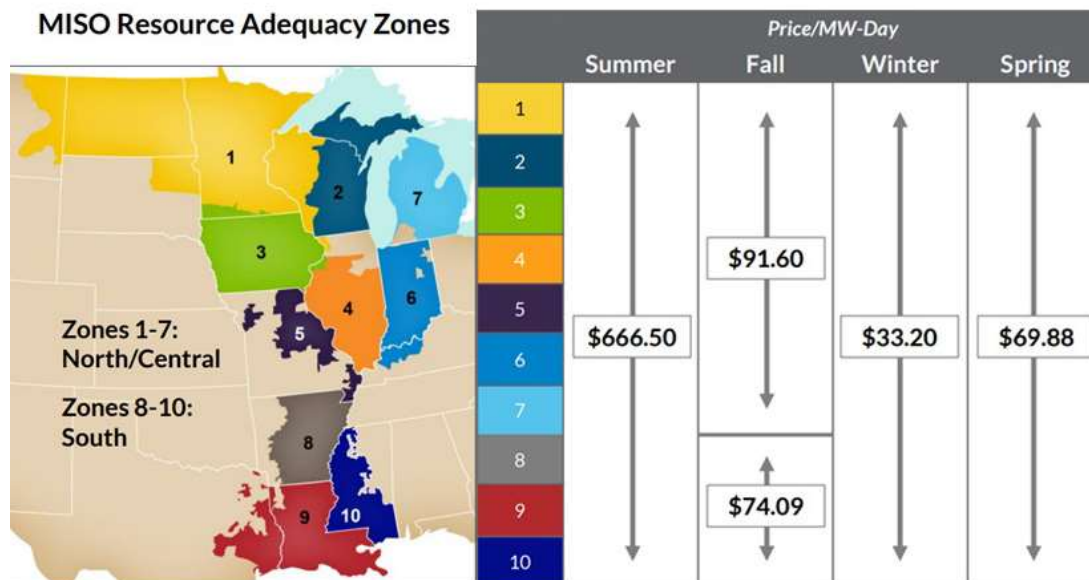
FERC постановила, что системный оператор MISO действовал в рамках своих полномочий, внося ретроактивные финансовые корректировки на сумму \$ 280 млн в результаты последнего планового аукциона по отбору поставщиков мощности (Planning Resource Auction, PRA 2025-2026).

³ 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.



Причиной корректировок стала программная ошибка, допущенная неназванным поставщиком рыночного ПО еще в 2017 г., в результате которой при расчете ожидаемого количества времени дефицита генерации (loss-of-load expectation, LOLE) вместо утвержденной MISO методологии «на час пик» («daily peak hour») использовалась методология «для всех часов» («all-hours») суток.

2025 PRA Results



На рынке под управлением MISO LOLE является основным фактором, определяющим кривые спроса на мощность и напрямую влияющим на формируемые по итогам конкурентного отбора поставщиков цены. Незамеченная вплоть до 2025 г. ошибка в программном коде приводила к завышению требований к плановым объемам резервов активной мощности (planning reserve margin, PRM), и, как следствие, к закупке избыточного объема и увеличению цен на мощность на проводимых MISO PRA, начиная с аукциона на 2018-2019 гг. После выявления программной ошибки MISO произвел корректировки купленных/проданных излишних объемов мощности, которые осуществлялись через специальные взаиморасчеты. Участники PRA, получившие переплату за мощность, должны были вернуть MISO часть выплаченных им средств, а участники, заплатившие за избыточную мощность, получали возврат излишне уплаченных ими средств.

В ответ Коалиция коммунальных и сетевых компаний Среднего Запада и энергокомпания Pelican Power, выразили несогласие с проведенным MISO перерасчетом платежей за мощность и подали жалобы в FERC, требуя остановить перерасчет и отменить уже внесенные изменения во взаиморасчеты. При этом действия MISO были квалифицированы как незаконный пересмотр итогов аукциона постфактум.

В своем постановлении от 7 августа FERC отклонила эти жалобы. Комиссия классифицировала программный сбой как «продолжающуюся ошибку», поскольку ее финансовые последствия постоянно отражались на рыночных расчетах, и согласилась с тем, что MISO не проводил несанкционированный повторный аукцион и не менял его базовые параметры. FERC подчеркнула, что изначальный расчет LOLE для всех часов суток являлся прямым нарушением рыночных правил, установленных самим системным оператором, а перерасчет значения LOLE с соответствующей корректировкой кривых спроса стал разумным способом исправления финансовых обязательств участников PRA без нарушения их обязательств по поставке мощности.



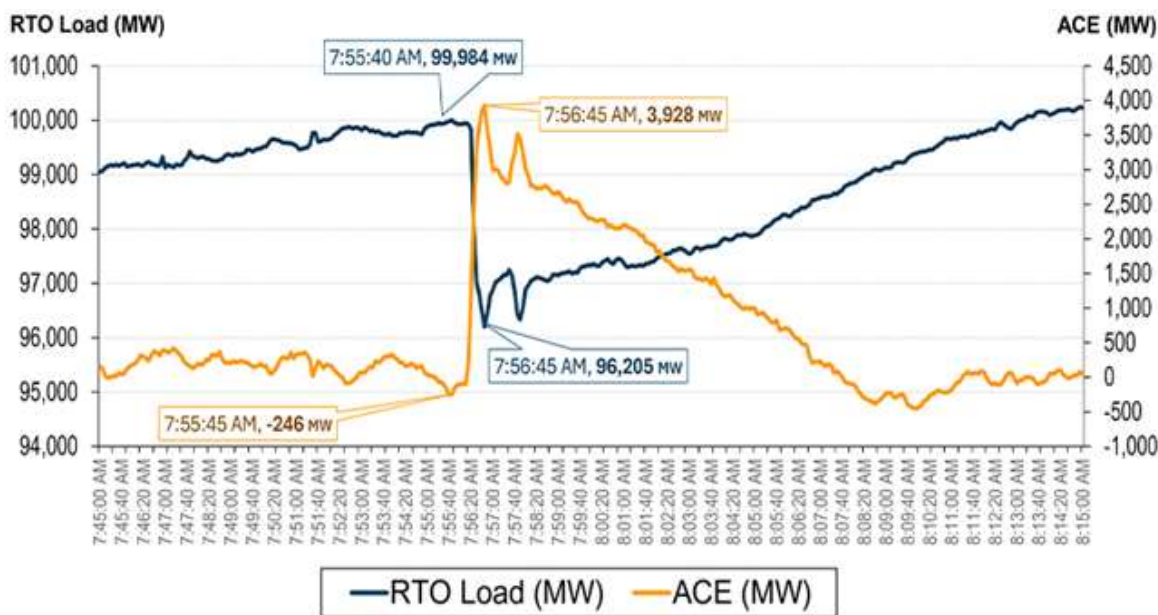
FERC не нашла исключительных обстоятельств для применения в данном случае «доктрины утвержденного тарифа» (filed rate doctrine), т.е. сложившегося из судебной практики запрета оспаривать действительность установленных правил, тарифов и их условий, если они были утверждены федеральным регулятором. Комиссия также отвергла утверждения, что корректировки несоразмерно ударили по независимым производителям электроэнергии, которые не могут переложить дополнительные расходы на потребителей. При этом FERC отметила единообразие примененных MISO корректировок ко всем участникам PRA, объяснив различия в финансовых последствиях корректировок исключительно условиями участия в PRA и выбранной компаниями бизнес-стратегией.

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

Американский PJM планирует ужесточить требования к подключению крупных вычислительных нагрузок

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM⁴ намерен ужесточить технические требования к подключению к энергосистеме крупных вычислительных нагрузок после крупнейшего в истории PJM отключения ЦОДов, произошедшего в Северной Виргинии 22 июля текущего года.

Инцидент, вызванный отключением ЛЭП 230 кВ после механического повреждения линии вблизи ПС Roundtable (в зоне обслуживания энергокомпании Dominion Energy), привел к самому крупному в истории PJM внезапному отключению нагрузки потребления.



В течение 24 секунд ЦОДы суммарной мощностью 2 970 МВт отключились от сети централизованного электроснабжения и перешли на системы резервного электроснабжения, а в течение 1 минуты произошло отключение еще 1 099 МВт мощности ЦОДов. Это вызвало нарушение энергобаланса, в результате которого ошибка регулирования (Balancing Authority Area Control Error, ACE) достигла

⁴ В операционную зону входят полностью или частично энергосистемы округа Колумбия и штатов Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



3 928 МВт, частота в энергосистеме возросла до 60,092 Гц, а на ряде ЛЭП 230 кВ, 500 кВ и 765 кВ было зарегистрировано повышение напряжения до 244 кВ, 554 кВ и 783 кВ соответственно. PJM удалось вернуть значение ACE в установленные NERC⁵ допустимые пределы всего за 9 мин. (при нормативе 30 минут), а также вернуть в допустимые пределы напряжение на высоковольтных ЛЭП за счет регулирования реактивной мощности. Тем не менее, данный инцидент выявил серьезные проблемы в оперативном управлении работой энергосистемы.

В PJM отметили, что оборудование ЦОДов слишком чувствительно к колебаниям напряжения в питающей сети и преждевременно отключается при штатно ликвидируемых технологических нарушениях. В качестве ключевого решения PJM планирует внедрить в правила подключения к энергосистеме, а также в действующие и перспективные отраслевые стандарты требования по устойчивости оборудования к колебаниям напряжения и частоты (ride-through requirements).

Хотя NERC, в соответствии с предписанием FERC, должна утвердить критерии регистрации вычислительных нагрузок в федеральном реестре объектов энергосистемы (NERC Compliance Registry) уже до конца этого года, сами минимальные требования ride-through на уровне NERC будут рассмотрены не раньше следующего года.

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

Американский PJM направил в FERC предложение по подключению ЦОДов без ущерба для балансовой надежности

Американский PJM направил на утверждение в FERC модель подключения к энергосистеме новых ЦОДов, вычислительных нагрузок и других крупных потребителей, которая закрепляет принцип защиты рядовых потребителей от роста тарифов на электроэнергию (Ratepayer Protection Pledge). Согласно предлагаемой PJM модели, новые крупные потребители должны самостоятельно строить, привлекать или покупать (build, bring, or buy) новые генерирующие мощности для покрытия собственного спроса, не перекладывая данные затраты на остальных потребителей.

Для крупных нагрузок, не имеющих собственной генерации, PJM предлагает механизм временного обеспечения балансовой надежности (Interim Resource Adequacy Service, IRAS). В рамках IRAS в периоды дефицита мощности к ЦОДам и крупным потребителям будет применяться обязательное диспетчерское ограничение нагрузки, предшествующее введению графиков аварийного ограничения режима потребления электроэнергии. Кроме того, для снижения финансового бремени на бытовых потребителей предусмотрена возможность добровольного отказа владельцев ЦОДов от получения компенсаций за такие вынужденные ограничения.

В рамках данной модели самой строгой мерой стало изменение правил аукционов по отбору поставщиков мощности (Base Residual Auction, BRA). Начиная с периода поставок 2029–2030 гг., новые крупные потребители, не обеспеченные собственной генерацией или не заключившие двусторонние договоры на поставку электроэнергии (мощности), будут полностью исключены из прогнозных расчетов PJM на закупку мощности. Фактически это означает, что системный оператор снимает с

⁵ Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения, ответственная за разработку и контроль соблюдения стандартов надежности.



себя обязательства по гарантированию для них закупки мощности на оптовом энергорынке. Для реализации этого принципа PJM создаст и будет вести единый реестр крупных потребителей (Large Load Registry).

Предложение PJM намеренно разграничивает зоны ответственности. IRAS предоставляет системному оператору необходимые инструменты для обеспечения балансовой надежности региональной энергосистемы, однако разработка и утверждение графиков ограничения режима потребления электроэнергии, а также распределение компенсационных выплат между розничными потребителями остаются в исключительной компетенции регуляторов на уровне штатов.

PJM попросил обратиться к FERC с просьбой утвердить предлагаемую модель подключения в течение 60 дней. Данная инициатива является частью комплексной стратегии системного оператора по предотвращению критического дефицита генерирующих мощностей, связанного с ростом заявок на техприсоединение от крупных потребителей.

Официальный сайт PJM
<https://insidelines.pjm.com>

Отраслевой регулятор штата Висконсин аннулировал сертификат общественной выгоды и необходимости по проекту энергоснабжения цифрового кампуса

Отраслевой регулятор штата Висконсин (Wisconsin Public Service Commission, WPSC) аннулировал выданный в декабре 2025 г. сертификат общественной выгоды и необходимости (certificate of public convenience and necessity, CPCN) по проекту строительства ВЛ 345 кВ стоимостью \$ 1,4 млрд, реализуемого компанией American Transmission Co. (ATC). Целью сооружения ВЛ 345 кВ протяженностью 100 миль в округе Озоки является обеспечение электроснабжения, принадлежащего Oracle, OpenAI и Vantage Data Centers цифрового кампуса Stargate AI стоимостью \$ 15 млрд.

Причиной аннуляции стали более 550 корректировок, внесенных в проект разработчиком. Решение обязывает ATC заново начать годичный процесс повторного получения сертификата. Ранее общественная коалиция Responsible Energy Alliance (REA)⁶ подала в WPSC петицию с требованием отменить выдачу CPCN, в которой отмечается, что масштаб, скорость и фрагментарность изменений, внесенных в проект ATC, делают невозможной должную оценку проекта, а также раскритиковала итоговый маршрут ВЛ. Кроме того, в результате общественного обсуждения реализуемого ATC проекта было получено более 2 500 комментариев, в которых выражается обеспокоенность экологическими последствиями реализации проекта. Для устранения противоречий и ошибок в проекте отраслевой регулятор направил в адрес ATC 483 запроса, на многие из которых компания так и не ответила.

Признавая сложность принятого решения, WPSC отмечает, что проект стал слишком неуправляемым, и подача новой заявки на получение сертификата CPCN позволит ATC осуществить разумный перезапуск проекта вместо полной его отмены. ATC выразила разочарование решением отраслевого регулятора, впервые принявшего подобное решение за свою 95-летнюю историю, заявила об отсутствии у WPSC соответствующих правовых полномочий, а также отметила, что компания изучит возможные варианты своих действий в сложившейся ситуации.

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

⁶ Коалиция жителей, владельцев земель и членов сообществ округов Озоки и Вашингтон в Висконсине.



Бразильский ONS заключил контракты с победителями третьего конкурентного отбора потребителей с управляемой нагрузкой

Системный оператор Бразилии ONS в целях обеспечения балансовой надежности заключил контракты с победителями 3-го конкурентного отбора DR-ресурсов, проведенного в июле текущего года в рамках тендера под эгидой Национального агентства по электроэнергетике (ANEEL). Отобрано 12 поставщиков DR-ресурсов совокупной мощностью 344 МВт на сентябрь-декабрь 2026 г., что примерно на 50% больше по сравнению с тем же периодом 2025 г. (229 МВт). Заключенные по результатам состоявшегося тендера контракты предусматривают до двух активаций DR-ресурсов в месяц в течение срока действия контракта. Победители тендера представили ценовые предложения в диапазоне от R\$ 23 375 до R\$ 39 000,00 за МВт за 83 рабочих дня доступности DR-ресурсов в течение срока действия контракта. Средняя цена отобранных ресурсов оказалась на 49,23% ниже предельной цены тендера. Приблизительно 67% законтрактованных DR-ресурсов сосредоточено в региональной энергосистеме Юго-Восток/Центро-Запад (Sudeste/Centro-Oeste, SE/CO), 29% – на северо-востоке (Nordeste, NE) и 4% – на юге (Sul, S).

Agente	CPNJ	Subsistema	Preço Ofertado (R\$/MW)	Quantidade (MW)
FERBASA	15.141.799/0001-03	NE	23.375,00	100
ARAUCO INDUSTRIA	00.606.549/0001-24	S	28.600,00	14
MARINGA FERRO LIGA	61.082.988/0002-50	SE/CO	28.450,00	8
CVER FILIAL SP COM	33.933.760/0002-91	SE/CO	26.977,77	20
FIVEN BRASIL	32.870.697/0001-48	SE/CO	27.400,00	14
GERDAU OURO BRANCO	17.227.422/0001-05	SE/CO	39.000,00	20
GERDAU AÇOS LONGOS	07.358.761/0041-56	SE/CO	27.899,94	40
GERDAU PIND.	33.611.500/0177-80	SE/CO	29.550,00	15
GERDAU DIV	07.358.761/0018-07	SE/CO	26.998,50	14
MINASLIGAS	16.933.590/0001-45	SE/CO	29.000,00	56
RIMA	18.279.158/0010-07	SE/CO	32.000,00	25
RIALVZP	18.279.158/0011-80	SE/CO	32.000,00	18

Региональное распределение DR-ресурсов, отобранных по результатам тендера

Результаты тендера показали зрелость механизма конкурентного отбора DR-ресурсов, что подтверждается увеличением объема DR-ресурсов и числа участников.

Официальный сайт ONS
<https://www.ons.org.br>

