



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

26.12.2025 – 15.01.2026



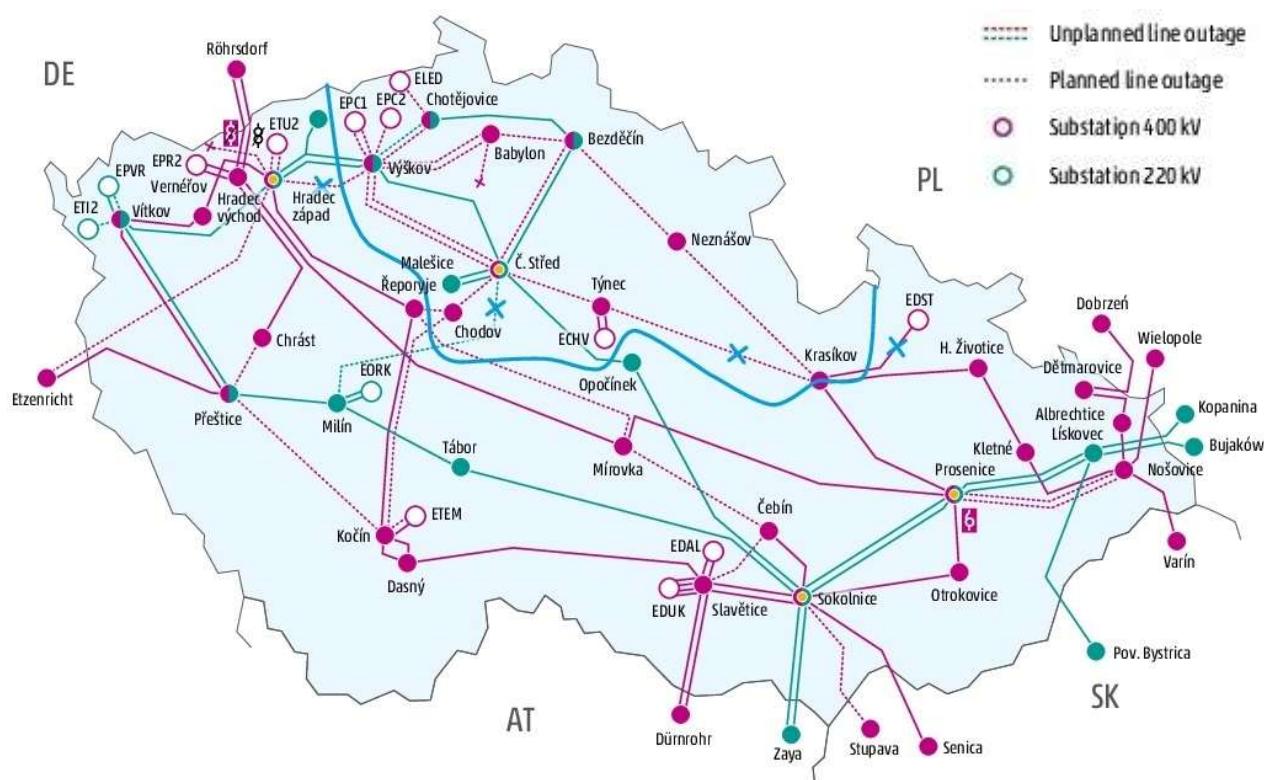
ЕВРОПА

ENTSO-E подготовила отчет с фактическим материалом об аварии в энергосистеме Чехии 4 июля 2025 г.

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E опубликовала отчет с фактическим материалом ([Factual Report](#)) об аварии 4 июля 2025 г. в энергосистеме Чехии, где описаны условия, которые привели к выделению части энергосистемы на изолированную работу с последующим полным обесточиванием, последовательность развития аварии и процесс восстановления.

Отчет базируется на данных соответствующих региональных координационных центров (RCCs), чешского TSO ČEPS, операторов распределительных сетей (DSOs) и крупных потребителей Чехии.

Около полудня произошла серия технологических нарушений, длившихся около восьми минут, начиная с отключения ВЛ 400 кВ V411 Hradec–Výškov в 11:51. Авария затронула восточную и северную части энергосистемы, включая Прагу. Суммарные потери генерации в пострадавших энергорайонах составили 1 400 МВт, совокупная мощность отключенных потребителей – около 2 300 МВт, или 28% общей нагрузки потребления в операционной зоне ČEPS.



Ситуация после отделения северо-восточных энергорайонов

ČEPS привел в действие план восстановления нормального режима работы энергосистемы: к 14:09 завершилось подключение всех затронутых аварией ПС, к 17:35 было возобновлено электроснабжение всех отключенных потребителей. Авария в Чехии не затронула другие страны, и объединенная зона ЕС продолжала работать в обычных условиях.





Основные направления трансграничных перетоков в регионе в 11:51

Последним этапом расследования станет подготовка итогового отчета, выпуск которого ожидается во втором квартале 2026 г., с подробным анализом первопричин возникновения аварийной ситуации и рекомендациями по предотвращению подобных аварий в будущем.

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

Немецкий 50Hertz реализует очередной этап строительства HVDC-соединения SuedOstLink в Саксонии-Анхальт

Немецкий системный оператор 50Hertz продолжил строительство соединения SuedOstLink ±525 кВ пропускной способностью 2 ГВт в районе узловой ПС Hohe Börde, расположенной к западу от Магдебурга в федеральной земле Саксония-Анхальт. Уникальность ПС Hohe Börde заключается в том, что на ней происходит переход приходящей ВЛ в отходящую КЛ. Несмотря на то, что SuedOstLink преимущественно строится в габаритах подземных КЛ, на единственном участке 18 км между ПС Hohe Börde и Вольмирштедтом будет проложена ВЛ, для которой первые семь опор уже установлены и смонтированы.

Особенностью проекта являются так называемые гибридные опоры, по одной стороне которых будет осуществляться передача постоянного тока, по другой – монтируются провода ВЛ переменного тока, идущей в том же направлении. Таким образом, для SuedOstLink не возникает необходимости в прокладке новых трасс высоковольтных ВЛ. Высота гибридных опор составляет около 70 м, что несколько больше, чем у опор для передачи только постоянного или переменного тока. В общей сложности в районе Börde будет установлено 69 опор ВЛ.

SuedOstLink общей протяженностью 540 км состоит из двух частей – проект 5 и проект 5а: № 5 идет от Вольмирштедта в Саксонии-Анхальт до точки подключения к

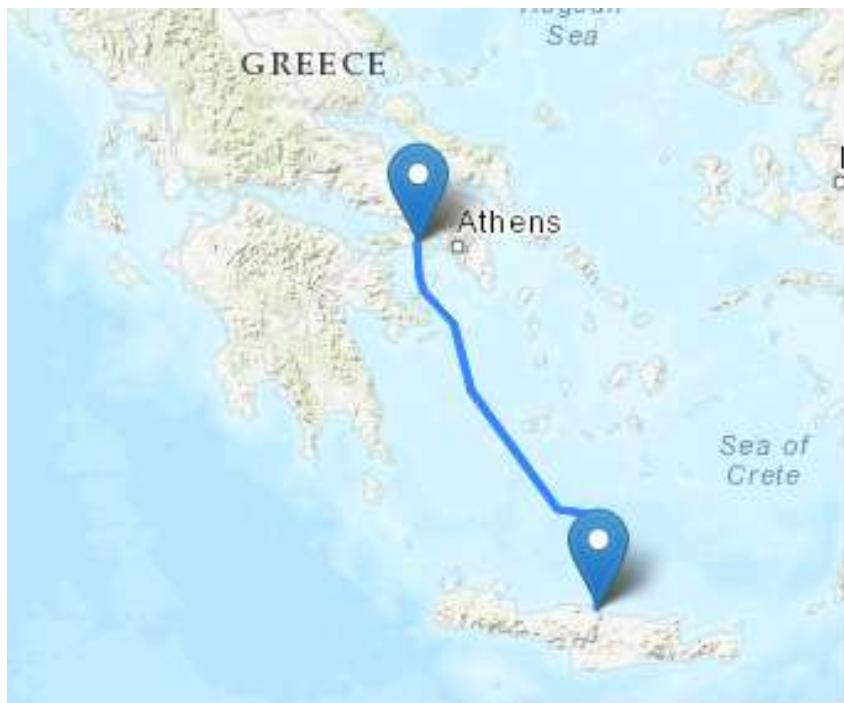


электрической сети на РУ бывшей АЭС Isar возле Ландсхута в федеральной земле Бавария, № 5а – от области Кляйн Роган в федеральной земле Мекленбург-Передняя Померания до РУ АЭС Isar. Целью строительства SuedOstLink являются поставки от ВЭС на севере и востоке Германии в промышленные районы с высоким потреблением на юге страны и в обратном направлении от баварских СЭС потребителям на север. Реализацию проекта обеспечивают совместно системные операторы 50Hertz и TenneT, первый отвечает за строительство северной части, второй – за строительство на территории Баварии. Ввод SuedOstLink в эксплуатацию начнется в 2027 г.

Официальный сайт 50Hertz
<http://www.50hertz.com>

Греческий ADMIE ввел в эксплуатацию подводное HVDC-соединение между о. Крит и материковой частью страны

Греческий системный оператор ADMIE объявил об успешном завершении строительства и тестирования и ввел в постоянную эксплуатацию HVDC-соединение между островом Крит и Аттикой.



Проект, известный как «Большое соединение» (Μεγάλη Σύνδεση), представляет собой кабель ±500 кВ пропускной способностью 700 МВт и протяженностью ≈335 км, проложенный по дну Эгейского моря между ППС Ασπρόποτας в Аттике, недалеко от Афин, и ППС Δαμάστα на Крите. Глубина закладки кабеля на отдельных участках маршрута составляет 1 км.

Ввод Μεγάλη Σύνδεση в эксплуатацию завершает изоляцию Крита, позволяя отказаться от использования плавучих дизельных электростанций, работавших в портах, и повысить надежность и безопасность объединенной энергосистемы, а также открывает большие возможности для развития ВИЭ на острове. При необходимости все потребление Крита могут обеспечить поставки электроэнергии с материка через два соединения – с Пелопоннесом и Аттикой.

Официальный сайт ADMIE
<http://www.admie.gr>



Эксплуатация HVAC-соединения между о. Крит и материковой Грецией обеспечила экономию более € 700 млн

Греческий ADMIE оценил экономию с момента ввода в эксплуатацию HVAC-соединения между энергосистемами Крита и полуострова Пелопоннес с 2021 г. более чем в € 700 млн.

Одновременная эксплуатация двух критских соединений – с Пелопоннесом и Аттикой – должна принести выгоду в размере € 400-600 млн в год до 2035 г., с учетом предполагаемых затрат в размере € 40-60 млн на поддержание энергоблоков на острове в режиме «холодного» резерва при аварийных ситуациях и амортизационных расходов, связанных с эксплуатации соединений.

Официальный сайт **ADMIE**
<http://www.admie.gr>

АМЕРИКА

Американский PJM провел очередной плановый аукцион по отбору поставщиков мощности

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection¹ провел очередной плановый аукцион по отбору поставщиков мощности на период с 1 июня 2027 г. по 31 мая 2028 г. (Base Residual Auction, BRA). По результатам аукциона клиринговая цена мощности выросла до \$ 333,44 за МВт в сутки – это максимальное значение за последние три аукциона при действующем ценовом пределе².

В ходе BRA 2027-2028 было отобрано 134 479 МВт и 11 298 МВт добавлены за счет FRR³, в совокупности закупленный объем мощности составил 145 777 МВт, что обеспечивает 14,8% при целевых 20% нормируемого объема необходимых резервов (Installed Reserve Margin, IRM). Новая генерация и модернизированные мощности в ходе аукциона получили контракты на 774 МВт.

Доля газовых ТЭС составляет 43% законтрактованной мощности, АЭС – 21%, угольных ТЭС – 20%, DR-ресурсов – 5%, ГЭС – 4%, ВЭС – 2%, СЭС – 1%, мазутных ТЭС – 1%. Крупнейшие поставщики мощности:

- Constellation Energy – 17 950 МВт с доходом за период \$ 2,2 млрд;
- Vistra – 10 566 МВт с \$ 1,3 млрд;

¹ Операционная зона включает полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.

² По оценке PJM, если бы временный ценовой предел, введенный по соглашению со штатом Пенсильвания, не действовал, клиринговая цена составила бы \$ 530 за МВт/сутки, т.е. на 60% выше зафиксированного значения. Следующий аукцион в июле 2026 г. пока планируется без верхнего/нижнего ценовых пределов, но их повторное введение допускается.

³ Fixed Resource Requirement – механизм, позволяющий поставщику электроэнергии за счет фиксированных требований к объему доступных энергоресурсов выполнить обязательства по участию в обеспечении балансовой надежности без закупки мощности на рынке PJM. FRR предусматривает наличие ресурсов, достаточных для покрытия прогнозируемого пикового спроса в зоне обслуживания конкретного поставщика, и доступен до тех пор, пока поставщик может доказать PJM свою способность выполнить требования по надежности.



- Talen Energy – 8 745 МВт с \$ 1,1 млрд.

Результаты аукциона частично обусловлены прогнозом увеличения пиковой нагрузки на 5 250 МВт по сравнению с прогнозом на 2026-2027 период поставок (практически полностью за счет ЦОДов – 5 100 МВт).

PJM ожидает сокращения текущего дефицита резервов к 1 июня 2027 г. с учетом пересмотра прогноза потребления в феврале 2026 г. в сторону снижения, возможной отсрочкой выводов генерации и привлечения доступных ВИЭ, не участвовавших в BRA, но способных поддержать надежность в условиях зимнего максимума.

The cost of PJM's capacity auction in billions of dollars.



По правилам PJM, невыполнение IRM более чем на один процентный пункт обязывает системного оператора инициировать формальное расследование, что может привести к запуску процедуры закупки резервной (backstop) мощности. При этом Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США настоятельно рекомендовала PJM оперативно внести изменения в правила технологического присоединения, чтобы устранить ограничения при оценке и финансировании новой генерации для обеспечения балансовой надежности до конца десятилетия.

*Официальный сайт PJM Interconnection
<http://insidelines.pjm.com>*

Американская корпорация SERC опубликовала ежегодный прогнозный отчет WRA об обеспечении надежности

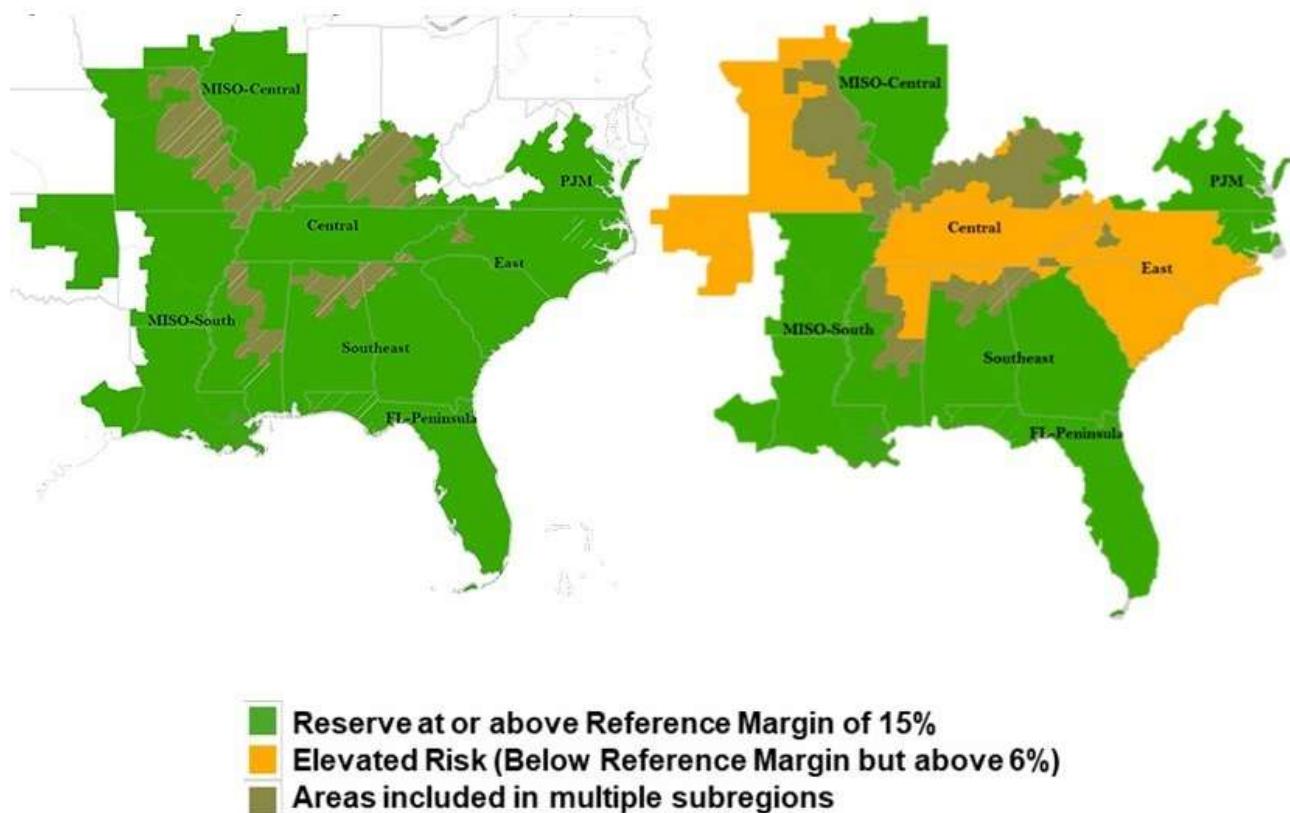
Корпорация SERC⁴ опубликовала ежегодный прогнозный отчет об обеспечении надежности и формировании оперативных резервов мощности на текущий зимний

⁴ Southeast Electric Reliability Council Reliability Corporation – одна из шести региональных организаций (Regional Entities) по обеспечению надежности электроснабжения, т.е. ответственных за разработку, принятие и контроль соблюдения общеобязательных стандартов надежности, входит в состав Североамериканской корпорации по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC).



период (2025 Winter Reliability Assessment). Отчет дополняет аналогичный документ NERC и предоставляет собой углубленный анализ ситуации на юго-востоке США.

При нормальных погодных условиях все семь регионов SERC располагают достаточным объемом энергоресурсов: их резервы соответствуют или превышают минимальный требуемый уровень в 15%. При стрессовом сценарии только пять регионов подтверждают наличие необходимых резервов, в двух регионах – SERC-Central (штаты Алабама, Джорджия, Айова, Кентукки, Миссисипи, Миссури, Северная Каролина, Оклахома, Теннесси и Виргиния) и SERC-East (штаты Северная и Южная Каролина) показатель опустился до 7% и 8% соответственно, что, тем не менее, выше критических 6%.



Совокупная установленная мощность генерации на территории под контролем SERC – 317 ГВт, из которых основную долю составляют ТЭС на природном газе (178 ГВт), угольные ТЭС (60 ГВт) и АЭС (43 ГВт). В целом, анализ показывает, что масштабные погодные сбои в работе электрических сетей зимой маловероятны, затронутые регионы уже выработали меры по смягчению возможных последствий стихийных бедствий.

В SERC-East и SERC-Central в связи с ростом потребления и уменьшением резервов, дополненных структурной трансформацией (смещение пика нагрузки с лета на зиму и переход к двойному сезонному максимуму) из-за активных вводов ВИЭ и электрификации отопления, сильные морозы могут привести в периоды высокого спроса к дефициту мощности, особенно если будут иметь место нарушения в работе генерации, хотя этот риск снижают планы по отключениям и DR-программы.

Подготовка к экстремальным погодным условиям приобрела для NERC и ее подразделений большое значение после буранов в 2021 и 2022 гг. («зимний штормы» Эллиот и Ури), вызвавших масштабные отключения на значительной территории и продемонстрировавших ограниченность взаимопомощи между регионами во время



таких крупных и продолжительных аварий. По данным Национального управления океанических и атмосферных исследований (NOAA) США, среднегодовые убытки от климатических катастроф выросли с \$ 58 млрд в 1980 г. до \$ 500 млрд в 2024 г.

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

PJM представил предварительные предложения для совместного размещения генерации и крупных объектов потребления в рамках CIFP

Системный оператор штатов Восточного побережья в ходе реализации своей инициативы по ускоренной разработке правил подключения ЦОДов и других крупных потребителей (Critical Issue Fast Path, CIFP), в том числе их совместного размещения с объектами генерации (co-located load), опубликовал предварительные предложения, которые будут направлены на рассмотрение FERC:

- ускоренное присоединение вне очереди: новая «спонсируемая» генерация, которая предназначена исключительно для обслуживания совместно размещенной нагрузки и не выдает мощность в сеть, может пропустить очередь на техприсоединение и сразу перейти к заключению соглашения о присоединении при условии, что не требуется модернизация прилегающей сетевой инфраструктуры;
- временная негарантированная услуга по передаче электроэнергии по прилегающей сети при необходимости модернизации прилегающей сетевой инфраструктуры, чтобы иметь возможность частично вводить энергообъект в эксплуатацию до полного завершения работ;
- ограничение объема заявленной мощности: разработчики могут указывать в заявке на техприсоединение мощность ниже паспортной, но при оказании услуги по передаче электроэнергии объем может быть снижен только до уровня, достаточного для обслуживания связанного потребителя.

Кроме того, PJM предусматривает обязательную оплату системных услуг: co-located потребители будут оплачивать услуги по регулированию частоты и запуску из обесточенного состояния (black-start) пропорционально своей нагрузке (gross load). Дополнительно закреплен принцип «платит инициатор»: заявители, перешедшие к совместному размещению, делят расходы на модернизацию сети.

Запуск CIFP в августе 2025 г. был обусловлен тем, что PJM сталкивается с проблемой дефицита, который способствовал рекордному росту цен на последних BRA. Ситуация усложняется и потому, что разработчики проектов новой генерации испытывают сложности с выбором места для строительства, получением разрешений и поставками комплектующих. При этом последний долгосрочный анализ балансовой надежности выявил, что максимум нагрузки потребления вырастет на 32 ГВт к 2030 г. и почти весь рост (30 ГВт) придется на ЦОДы. В зоне PJM уже насчитывается ≈250 действующих ЦОДов, включая крупнейший в мире Data Center Alley на севере Виргинии, и еще ≈130 ЦОДов находятся на стадии строительства.

PJM готовит предложения по CIFP для согласования FERC с таким расчетом, чтобы их вступление в силу состоялось до начала очередного планового BRA для поставок в 2028-2029 гг., т.е. не позднее мая 2026 г.

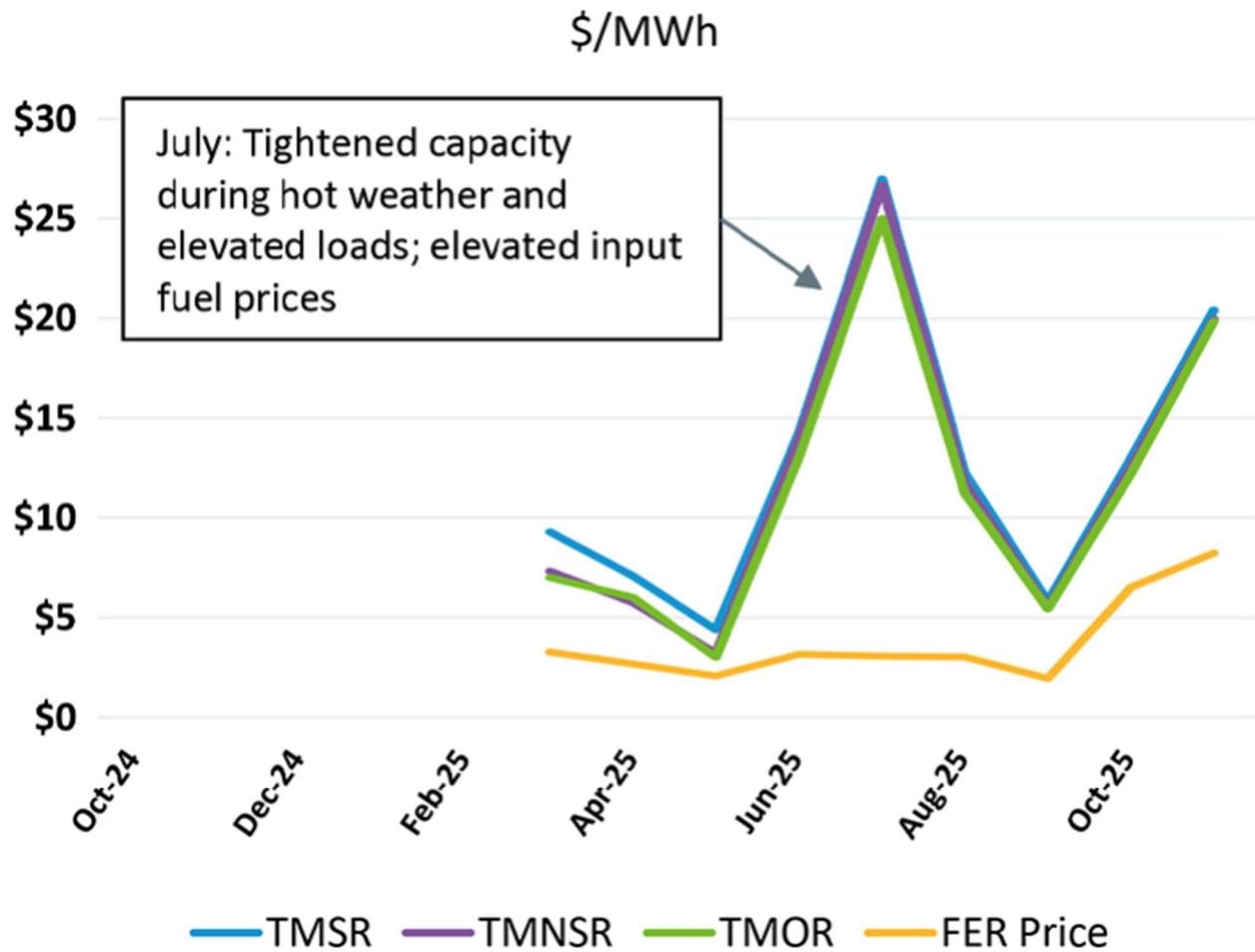
Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>



Затраты на функционирование рынка системных услуг на сутки вперед в штатах Новой Англии оказались выше ожидаемых

Функционирование расширенного рынка системных услуг (Day-Ahead Ancillary Services Initiative, DASI) под управлением системного оператора штатов Новой Англии⁵ ISO New England привело к дополнительным затратам в размере \$ 258 млн в период с марта по август 2025 г., что составило 7,6% от общих затрат.

DASI начал функционировать с 1 марта 2025 г. в соответствии с распоряжением FERC вместо форвардного рынка мощности (Forward Reserve Market, FRM). Целью запуска DASI было повышение гибкости управления энергосистемой в условиях роста зависимости от нестабильной ВИЭ-генерации и электрификации транспортного и коммунального секторов экономики. DASI призван оптимизировать закупку энергии и резервов мощности в 10-ти и 30-ти минутных интервалах и обеспечить достаточный объем электроэнергии для покрытия прогнозируемого спроса.



Day-ahead ancillary services prices: Ten-Minute Spinning Reserve (TMSR), Ten-Minute Non-Spinning Reserve, (TMNSR), Thirty-Minute Operating Reserve (TMOR), and Forecast Energy Requirement (FER) | ISO-NE

Основной причиной роста стало выполнение требований по закупке резервов мощности в указанных интервалах, на которые пришлось \$ 210 млн. Эти затраты на услуги гибкого реагирования (flexible response service, FRS), в свою очередь, были обусловлены высокими альтернативными издержками в периоды пиковых нагрузок. Более половины дополнительных расходов были понесены в течение 10 дней с

⁵ Регион на северо-востоке США (штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт).



высокой нагрузкой в летний период, но не ограничились летними скачками, после падения цен в сентябре ежемесячные затраты выросли в октябре и ноябре прошлого года, что частично связано с увеличением количества отключений генерации.

Кроме того, использование прогноза нагрузки в реальном времени в качестве поддержки DASI – Forecast Energy Requirement (FER) constraint, – чтобы сгладить возможный разрыв между прогнозируемым объемом и предложением на рынке (для участников DASI доступна оплата и по клиринговой цене, и по отдельной цене FER), за шесть месяцев увеличило общие дополнительные затраты на \$ 48 млн.

Таким образом, фактические расходы на внедрение новой структуры рынка заметно превысили первоначальные оценки системного оператора в \$ 140 млн. В ответ на беспокойство потребителей ISO-NE заявил, что следит за ситуацией и будет делать выводы об эффективности DASI по результатам анализа данных за полный год работы.

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

Минэнерго США распорядилось продлить работу двух угольных ТЭС в Индиане до окончания зимнего периода

Министерство энергетики (Department of Energy, DoE) США выпустило очередной специальный приказ (emergency order) продлить эксплуатацию расположенных в штате Индиана ТЭС Culley и ТЭС Schahfer до окончания зимы:

- энергоблока № 2 ТЭС Culley (состоит из двух работающих на угле блоков – № 2 установленной мощностью 103,7 МВт и № 3 установленной мощностью 265,2 МВт);
- двух угольных энергоблоков ТЭС Schahfer (состоит из двух газовых и двух угольных блоков установленной мощностью 423,5 МВт каждый).

Их вывод из эксплуатации был запланирован на конец 2025 г. По федеральному законодательству DoE вправе потребовать продолжения работы электростанций в течение 90 дней при наличии рисков для надежности энергосистемы. Принятые меры обосновываются снижением резервов мощности штата – решение было продиктовано потенциальным дефицитом электроэнергии при высоком потреблении и недостатке генерации. Станции в Индиане стали четвертой и пятой ТЭС, закрытие которых было остановлено решением DoE, что, по мнению оппонентов Минэнерго, выходит за рамки полномочий ведомства.

С лета 2025 г. DoE неоднократно издавало аналогичные приказы о продлении работы угольной ТЭС Campbell в Мичигане и ТЭС Eddystone в Пенсильвании из-за опасения отключений. Кроме того, предписано обеспечить готовность к работе зимой угольной ТЭС Centralia в штате Вашингтон.

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

Американская Pelican Power оспаривает в FERC меры MISO по корректировкам PRA 2025-2026 из-за ошибки в программном обеспечении

Энергокомпания Pelican Power, действующая в штате Луизиана, инициировала первое официальное разбирательство в FERC в отношении действий системного



оператора Среднего Запада и Юга Midcontinent ISO⁶ по пересмотру результатов последнего планового аукциона по отбору поставщиков мощности (Planning Resource Auction, PRA 2025-2026).

Жалоба Pelican Power связана с многолетней ошибкой 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. На рынке под управлением MISO LOLE является основным фактором, определяющим кривые спроса на мощность, напрямую влияющим на формируемые по итогам конкурентного отбора поставщиков цены. Ошибка привела к закупке на PRA 2025-2026 избытка ≈1-2% от суммарного объема проданной мощности и увеличению цен. Финансовые последствия оценены в \$ 280 млн.

MISO задним числом не корректирует цены, сформировавшиеся на PRA 2025-2026, корректировки купленных/проданных излишних объемов производятся через специальные взаиморасчеты между участниками – если участник получил переплату, он должен вернуть MISO часть выплаченных средств, а участники, заплатившие за избыточную мощность, могут рассчитывать на возврат от MISO. Первая волна перерасчетов осенью 2025 г. составила почти \$ 77 млн.

Pelican Power оспаривает законность подобных мер на том основании, что правила MISO не предусматривают возможность внесения изменений в результаты завершенного аукциона, а ретроактивные корректировки нарушают «доктрину утвержденного тарифа» (filed rate doctrine, т.е. сложившийся из судебной практики запрет оспаривать действительность установленных правил, тарифов и их условий, если они были утверждены федеральным регулятором) и принцип недопустимости пересмотра условий торгов после их завершения. Компания потребовала от FERC запретить дальнейшие перерасчеты. MISO признает, что в случае удовлетворения жалобы корректировки, вероятно, придется отменить.

Информация о поставщике ПО, ответственном за ошибку, не раскрывается.

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

АЗИЯ

Министерство экономики Тайваня одобрило перезапуск остановленных ядерных реакторов

Министерство экономики Тайваня одобрило отчет о возможности перезапуска остановленных АЭС, меняя таким образом курс на полный отказ от атомной энергии, действовавший с 2016 г. Решение о перезапуске отражает прагматичный поворот в энергетической политике Тайваня для обеспечения стабильной и низкоуглеродной генерации.

Оборудование АЭС Kuosheng (два реактора установленной мощностью 985 МВт) и АЭС Maanshan (два реактора установленной мощностью 936 МВт) находится в

⁶ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.



рабочем состоянии, хотя требует проведения технического аудита. В то же время невозможен перезапуск АЭС Chinshan установленной мощностью 1 208 МВт в связи с частичным демонтажом и критическим устареванием оборудования.

Государственная компания Taipower – абсолютный монополист в области генерации, передачи и распределения электроэнергии – должна предоставить детальный план работ к марта 2026 г. Полный процесс проверок, особенно для АЭС Maanshan, включая оценку старения оборудования и сейсмостойкости, займет от 1,5 до 2 лет и более.

Официальный сайт Power Technology
<http://www.power-technology.com>

АВСТРАЛИЯ

В австралийском штате Виктория отменяются проекты шельфовых ВЭС и более активно развиваются технологии СНЭЭ

Австралийское коммунальное предприятие AGL отказалось от реализации проекта шельфовой ВЭС Gippsland Skies 2,5 ГВт, которая, как предполагалось, должна была войти в кластер шельфовых ВЭС у океанского побережья на юго-востоке штата Виктория.



Gippsland Skies был одним из 11 допущенных федеральным правительством к проведению ТЭО проектов и третьим, по которому принято решение об отмене. Еще в октябре 2025 г. немецкая компания RWE отменила строительство шельфовой ВЭС Kent 2 ГВт. В июле 2025 г. испанская компания BlueFloat Energy отказалась от проекта Gippsland Dawn 2,1 ГВт стоимостью \$ 10 млрд, посчитав его реализацию экономически нецелесообразной.



Такие отмены означают, что реализация целей, установленных правительством штата по достижению углеродной нейтральности и энергопереходу к 2032 г., может быть сорвана.

Несмотря на проблемы с ВЭС, в штате активно развиваются СНЭЭ: введена в эксплуатацию первая очередь Tesla Megapack на базе литий-ионных аккумуляторных батарей мощностью 600 МВт. СНЭЭ итоговой установленной мощностью 1 200 МВт и энергоемкостью 2400 МВт*ч войдет в состав центра возобновляемой энергетики (Melbourne Renewable Energy Hub, MREH), расположенного в 25 км к северо-западу от Мельбурна. MREH должен быть подключен к сети 500 кВ подземными КЛ, стоимость строительства первой очереди составила \$ 1,1 млрд.

Официальный сайт Modern Power Systems
<http://www.modernpowersystems.com>

АФРИКА

Южноафриканский Eskom отчитался о бесперебойном электроснабжении

По данным энергохолдинга Eskom, в ЮАР успешно сохраняется бесперебойное электроснабжение благодаря последовательной реализации национального плана по восстановлению парка генерации – Generation Recovery Plan (GRP).

С начала финансового года, т.е. с апреля 2025 г., коэффициент готовности генерации к работе (EAF) достиг 64,55%, превысив отметку 70% в 55 случаях, и это улучшение позволило заметно сократить использование дорогостоящей дизельной генерации. Нагрузочный коэффициент ГТЭС снизился до 5,13% (при 5,43% в 2024 г.), в частности, в декабре 2025 г. он составил 0%. За период со 2 по 8 января 2026 г.:

- средний коэффициент непланового снижения генерации (UCLF) – 16,02% при 28,82% в январе 2025 г.;
- средний коэффициент планового снижения мощности (PCLF) – 9,32% при 14,72% в предыдущем финансовом году.

В ЮАР уже 238 дня подряд электроснабжение обеспечивается без введения режима отключений, при этом совокупное время отключений за финансовый год составило всего 26 часов. По прогнозам Eskom, опубликованным в сентябре 2025 г., применение ограничений нагрузки (loadshedding) не предусматривается до марта 2026 г. включительно.

Для полного отказа к 2027 г. от практики ограничений Eskom реализует целевую программу, охватывающую свыше 1,69 млн потребителей. Ключевые меры включают массовое внедрение интеллектуальных систем учета, развертывание DERs и более широкий охват населения гарантированными поставками бесплатного базового объема электроэнергии.

Официальный сайт Eskom
<http://www.eskom.co.za>

