



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

**08.05.2026 – 14.05.2026**



---

## ЕВРОПА

---

### **Banque des Territoires выделит € 5 млрд французскому системному оператору на развитие сетевой инфраструктуры**

Банк Banque des Territoires, входящий в состав французской государственной финансовой группы Caisse des Dépôts, выделяет системному оператору Франции RTE кредит в размере € 5 млрд на реализацию проектов по расширению электросетевой инфраструктуры, которые рассматриваются как ключевое условие декарбонизации, реиндустриализации и снижения зависимости от импорта ископаемого топлива в соответствии с целями плана по электрификации, опубликованного правительством в апреле 2026 г.

Согласно плану к 2050 г. доля электроэнергии в структуре энергопотребления страны превысит 50%. Для достижения цели необходимы масштабное развитие и модернизация сетей, адаптация национальной энергосистемы к климатическим изменениям и внедрение новых низкоуглеродных объектов генерации и потребления – приоритетные направления для инвестиций RTE в 2026-2040 гг.

Кредит является частью стратегии RTE по диверсификации финансирования в условиях роста инвестиционных обязательств. В частности, в прошлом году компания разместила облигации на € 1,7 млрд и получила от Европейского инвестиционного банка € 800 млн на реализацию проекта строительства соединения Golfe de Gascogne между Францией и Испанией, завершение которого ожидается к 2028 г.

*Официальный сайт RTE*  
<http://www.rte-france.com>

### **Сербский EMS заключил контракт на модернизацию и расширение ПС Бајина Башта и ПС Obrenovac в рамках проекта Трансбалканского «энергокоридора»**

Сербский системный оператор EMS заключил контракт на расширение и реконструкцию ПС 220/35 кВ Бајина Башта и ПС 400/220 кВ Обреновац, которым предусмотрены сооружение нового РУ 400 кВ на ПС Бајина Башта и капитальный ремонт ПС Obrenovac для последующего подключения двухцепной ВЛ 400 кВ в рамках реализации третьего этапа проекта Трансбалканского «энергетического коридора». Завершение работ по контракту запланировано на конец 2028 г.

Строительство Трансбалканского коридора представляет собой масштабный проект, который свяжет электрические сети 400 кВ Боснии и Герцеговины, Сербии, Румынии, Черногории и Италии. Энергосистемы Черногории и Италии соединит подводная КЛ 400 кВ протяженностью 445 км, из которых 423 км будет проложено по дну Адриатического моря. Первый этап проекта предусматривал строительство на территории Сербии двухцепной ВЛ 400 кВ от г. Панчево до границы с Румынией и был завершен в декабре 2017 г. На втором этапе, завершившемся в июне 2022 г., в Сербии была построена ВЛ 400 кВ протяженностью 60 км между ПС Kragujevac и ПС Kraljevo, проведена модернизация ПС Kraljevo с сооружением РУ 400 кВ и построено РУ 400 кВ на ПС 400/110 кВ Kragujevac. На четвертом этапе планируется сооружение двухцепной ВЛ 400 кВ между ПС Bajina Bašta (Сербия), ПС Višegrad (Босния и Герцеговина) и ПС Pljevlja (Черногория).



Общая стоимость третьего этапа составляет € 113,5 млн, его финансирование осуществляется за счет кредита в размере € 64,5 млн, полученного от немецкого государственного банка KfW, а также собственных средств EMS. Стоимость проекта в целом составляет € ≈221 млн.

Официальный сайт EMS  
<http://www.ems.rs>

## Подписан меморандум о взаимопонимании по вопросу строительства соединения между Ирландией и Испанией

Минэнерго (Department of Climate, Energy and the Environment) Ирландии и Минэнерго (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) Испании подписали меморандум о взаимопонимании (MoU) для изучения потенциала будущего межгосударственного электрического соединения между энергосистемами двух стран. Его подписание является первым шагом к проведению оценки целесообразности и преимуществ строительства и отражает тесное сотрудничество между системными операторами и правительствами, работающими над изучением взаимных перспектив.

Совместные исследования, которые должны быть организованы в рамках MoU, соответствуют концепции Еврокомиссии по повышению уровня межсистемных связей между энергосистемами европейских стран и регионов.

Официальный сайт EirGrid  
<http://www.eirgrid.ie>

## В Великобритании началось строительство первой очереди аккумуляторной СНЭЭ Hams Hall мощностью/энергоемкостью 350 МВт/1,24 ГВт\*ч

Французский энергохолдинг EDF и международная компания BW ESS, которая специализируется на разработке и управлении аккумуляторных СНЭЭ, приступили к реализации проекта строительства СНЭЭ Hams Hall на северо-востоке Бирмингема в центральной Англии.

После ввода первой очереди в эксплуатацию к четвертому кварталу 2026 г. СНЭЭ сможет поставлять электроэнергию для ≈1,3 млн домохозяйств в течение 3,5 часов в периоды максимальных нагрузок на энергосистему. После ввода второй очереди ее суммарная мощность/энергоемкость составит 400 МВт/1,42 ГВт\*ч, т.е она в четыре раза превосходит аккумуляторную СНЭЭ Bramley (100 МВт/331 МВт\*ч), которая на момент запуска в работу в феврале 2025 г. была крупнейшей в стране.

Расположение возле крупных центров потребления и подключение к ПС 400 кВ Hams Hall обеспечивают будущей СНЭЭ доступ к оказанию системных услуг по балансированию и ликвидации сетевых перегрузок. Ее строительство отражает тенденцию растущего использования крупных СНЭЭ для балансирования по мере увеличения выработки ветровой и солнечной генерации по всей Великобритании. В частности, в прошлом месяце компания Matrix Renewables подписала соглашение с EDF об оптимизации режима работы строящейся в Шотландии аккумуляторной СНЭЭ мощностью/энергоемкостью 500 МВт/1 ГВт\*ч.

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



## Нагрузка крупных СЭС в Ирландии в апреле текущего года превысила 1 ГВт

По информации системного оператора Ирландии EirGrid, в апреле текущего года суммарная нагрузка крупномасштабных СЭС в стране впервые превысила 1 ГВт, что является важной вехой при переходе на ВИЭ. Максимум нагрузки 1 021 МВт был зафиксирован 20 апреля в 12:19, затем 24 апреля в 12:08 был достигнут следующий рекорд 1 087 МВт, и 25 апреля в 14:14 нагрузка выросла до 1 133 МВт. Для сравнения, в прошлом году максимум составил 750 МВт в марте и 755 МВт в мае.

Рост мощности солнечной генерации происходит на фоне продвижения EirGrid самой амбициозной программы работ из когда-либо проводившихся в Ирландии по развитию системы передачи электроэнергии с инвестиционным пакетом в размере € 18,9 млрд. По мнению EirGrid, расширение сетевой инфраструктуры в ближайшие годы необходимо для обеспечения надежности национальной энергосистемы и большей энергетической независимости страны.

Учитывая климат Ирландии и доступные генерирующие мощности, крупнейшим источником возобновляемой энергии остаются наземные ВЭС: с февраля 2025 г. по январь 2026 г. доля крупных СЭС в удовлетворении спроса составила 3,1%, наземных ВЭС – 33,2%. При этом доля СЭС продолжает расти – 1,1% в 2023 г., 2% в 2024 г. и 3,1% к 2025 г. Также в Ирландии наблюдается значительное увеличение количества кровельных солнечных установок. Интеграция ВИЭ в энергосистему является важным рычагом для поддержки электрификации транспортного и жилищного секторов.

Официальный сайт EirGrid  
<http://www.eirgrid.ie>

---

## АМЕРИКА

---

### Американский PJM опубликовал отчет о реализации регионального плана развития передающей сети за 2025 г.

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection<sup>1</sup> опубликовал очередной ежегодный отчет о выполнении плана развития региональной энергосистемы за 2025 г. (Regional Transmission Expansion Plan, RTEP), в котором рассмотрены реализация одобренных сетевых проектов и задачи по расширению и модернизации сетей.

В RTEP включено 122 базовых проекта суммарной стоимостью \$ ≈11,8 млрд для поддержания надежности в условиях заметно меняющихся региональных перетоков и 445 новый проект по строительству сетевой инфраструктуры суммарной стоимостью \$ ≈959,1 млн для подключения к энергосистеме новой генерации.

Ускорение роста потребления, обусловленное активным сооружением новых ЦОДов, электрификацией транспорта и систем отопления зданий, а также некоторым восстановлением активности в промышленном секторе, по прогнозу PJM, обеспечит ежегодный рост летнего максимума нагрузки на уровне 3,1% на ближайшие 10 лет, что на 1,5% выше прогнозируемого в 2024 г. Также отмечается, что ускоренный вывод

---

<sup>1</sup> 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.



из эксплуатации обеспечивающих поддержание надежности объектов генерации, связанный с физическим износом оборудования и экологической политикой, опережает вводы новых, преимущественно инверторных ресурсов (IBRs). Только в 2025 г. PJM зарегистрировано 30 уведомлений о закрытии суммарно более 6,5 ГВт мощностей, в то же время почти 36% новых заявок на подключение приходится на проекты СЭС.

В краткосрочной перспективе в операционной зоне ожидается существенное снижение объема резервов, что требует привлечения дополнительных ресурсов для минимизации рисков.

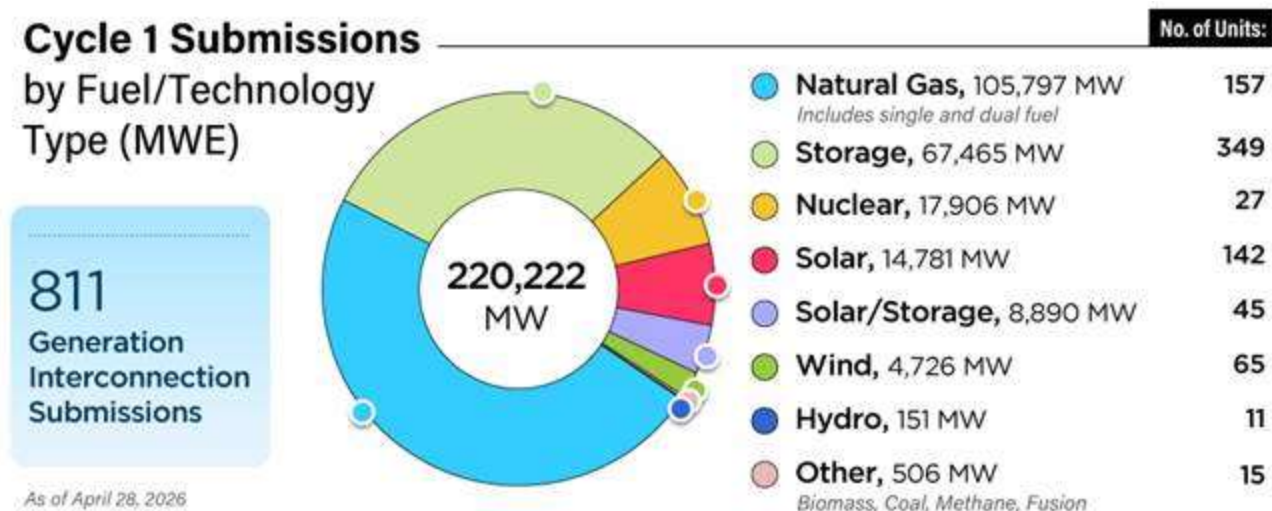
В отчете отражены ключевые этапы долгосрочного планирования развития энергосистемы, реализованные PJM в прошлом году, прежде всего, новый подход к рассмотрению заявок на технологическое присоединение по принципу «первый готов – первый рассмотрен», а также:

- разовая инициатива по быстрому отбору новых проектов, необходимых для обеспечения балансовой надежности (Reliability Resource Initiative, RRI);
- упрощение передачи прав на неиспользуемую присоединенную мощность (Surplus Interconnection Service, SIS);
- упрощение передачи прав на подключение от выводимых из эксплуатации объектов генерации энергоресурсам, замещающим их в тех же точках подключения (Capacity Interconnection Rights Transfer, CIR).

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

## Завершен первый цикл приема заявок на технологическое присоединение в рамках усовершенствованной процедуры PJM

В рамках первого цикла приема заявок на подключение к энергосистеме в операционной зоне PJM, проводившегося по усовершенствованной процедуре, были получены заявки от 811 новых объектов общей присоединенной мощностью 220 ГВт:



PJM фактически закрыл прием заявок в 2022 г., чтобы внимательно изучить накопившиеся в очереди проекты и заменить прежнюю модель рассмотрения в порядке поступления заявки на приоритет в зависимости от степени готовности к реализации. Теперь проекты, прежде чем будут включены в очередь, должны

продемонстрировать жизнеспособность, включая значительные первоначальные финансовые обязательства и подтверждение прав на площадку, где планируется разместить энергообъект. Такие требования сокращают количество «спекулянтов» в очереди, повышают предсказуемость реализации проектов и ускоряют общий темп их продвижения.

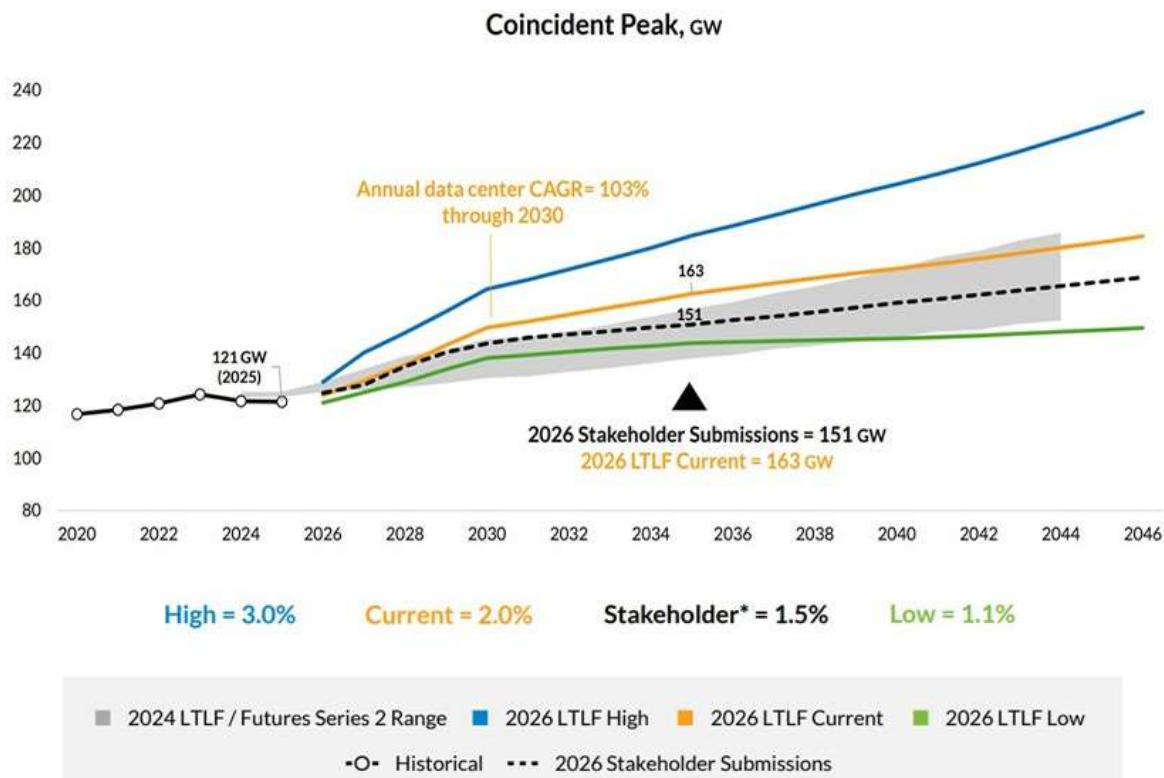
По оценке PJM, сроки рассмотрения по новой процедуре в зависимости от сложности проекта будут составлять один-два года. Для ускорения процесса может быть задействовано NuregQ – специальное ПО с использованием ИИ.

PJM начинает проверку заявок, полученных в первом цикле, чтобы отобрать проекты, представившие необходимую для дальнейшего продвижения техническую и финансовую информацию. При этом системный оператор отмечает, что подписание соглашения о техприсоединении еще не означает, что проект будет реализован. С 2020 г. уже подписаны соглашения суммарно для 103 ГВт, но разработчики многих из проектов либо вообще не приступили к строительству, либо замедляют работы из-за таких препятствий, как получение разрешений на уровне штатов и задержки в цепочке поставок комплектующих.

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

## Американский MISO подготовил долгосрочный прогноз нагрузки потребления на период до 2046 г.

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга Midcontinent ISO (MISO)<sup>2</sup> опубликовал долгосрочный прогноз нагрузки потребления на ближайшие двадцать лет (Long-Term Load Forecast, LTLF).



<sup>2</sup> Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.

Анализ показал значительный рост потребления активной мощности, согласно прогнозу, максимум нагрузки потребления достигнет 163 ГВт в 2035 г., прежде всего за счет растущего числа ЦОДов и развития энергоемких ИИ-технологий. К 2046 г. при среднегодовом темпе роста 2% максимум превысит 180 ГВт, при 3% – 230 ГВт. Для сравнения, в 2025 г. пик нагрузки потребления составил 121 ГВт. К 2030 г. нагрузка со стороны ЦОДов для ИИ достигнет 22 ГВт, а среднегодовой темп ее роста к 2046 г. составит 18%.

MISO отмечает, что сценарий, который рассматривался в 2024 г. как сценарий высокого спроса, в LTLF рассматривается уже как базовый. Также рассматривается сценарий минимального роста нагрузки потребления (среднегодовой темп 1,1% и максимум 150 ГВт к 2046 г.), если внедрение ЦОДов замедлится.

Для покрытия растущего спроса, который будет удовлетворен в основном за счет традиционных электростанций, в ближайшее десятилетие MISO потребуются большие объемы генерации, для чего продолжится применение ускоренной процедуры техприсоединения. В марте текущего года MISO уже одобрил заявки на ускоренное подключение суммарно для 11 ГВт, заявки для 8 ГВт находятся на рассмотрении.

С проектами общей установленной мощностью 76 ГВт подписаны соглашения, но их реализация еще не началась. Системный оператор призвал разработчиков как можно скорее начать строительство или проинформировать об отсутствии такой возможности. Также в очереди на техприсоединение по стандартной процедуре находятся заявки на 192 ГВт.

Официальный сайт MISO  
<http://www.misoenergy.org>

## **В операционной зоне MISO изменятся ограничения на объемы резервов мощности при техобслуживании генерирующего оборудования**

Американский MISO пересматривает ограничения для объемов резервов на техобслуживание (maintenance margin), чтобы облегчить работу энергосистемы в периоды максимальных нагрузок. Действующая методика расчета, применяемая при планировании отключений на техобслуживание и при аккредитации оборудования, показывает слишком большой разброс значений в периоды высокого риска и летом, и зимой: на июнь 2026 г. общий объем maintenance margin на плановое, срочное и аварийное обслуживание составит 40 ГВт, что ставит надежность под угрозу.

Maintenance margin введен MISO в 2013 г. и рассчитывается на основе среднего значения нагрузки потребления за последние 30 лет, что подходит для типичного рабочего дня, но, по мнению MISO, при расчете необходимо также учитывать дни с нестабильной выработкой. Кроме того, принимаемое в настоящее время при расчете значение импорта мощности в 5 ГВт слишком оптимистично, реалистичным является диапазон 1,4-2,5 ГВт.

Во избежание наложения штрафных санкций за неисполнение обязательств по поставкам мощности и несоблюдение требований по нахождению в режиме простоя не более 31 дня в течение одного сезона, владельцы генерации намеренно планируют проведение техобслуживание на стыке сезонов, фактически превышая месячный лимит простоя без нормативных нарушений. MISO ожидает, что пересмотр условий maintenance margin заставит владельцев при нахождении оборудования в режиме простоя более 31 дня в течение сезона приобрести замещающую мощность или заплатить штраф. При этом собственники должны уведомить системного оператора

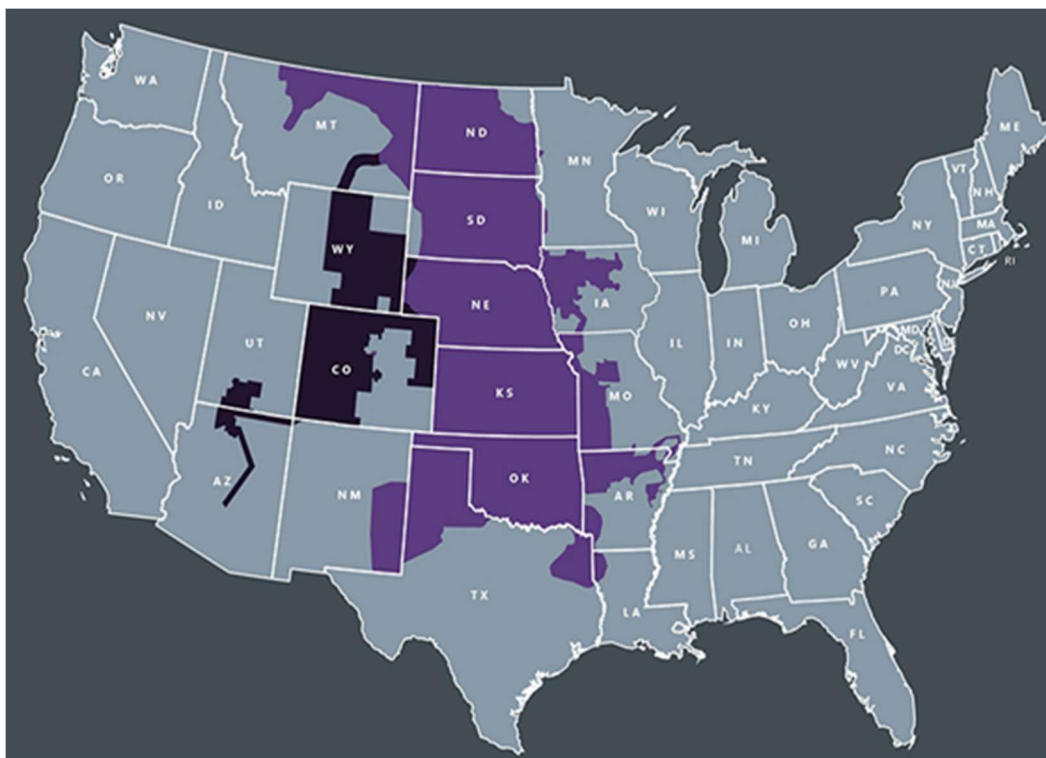
об отключении за 120 дней до начала запланированного техобслуживания, чтобы получить освобождение от сокращения аккредитованной мощности ресурса.

MISO намерен уточнить алгоритмы расчета maintenance margin для более точного отражения реальных рисков и продолжит обсуждение возможного изменения ограничений на межсезонье (весна/осень) и усиления контроля за соблюдением требований в периоды максимальных нагрузок.

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

## Американская FERC одобрила изменения в правила по обеспечению доступа к магистральным сетям в операционной зоне SPP

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США согласовала предложенные корпорацией Southwest Power Pool<sup>3</sup> изменения, регламентирующие порядок межрегиональной координации развития магистральных сетей в границах Западного энергообъединения (Western Interconnection, WEI) между SPP и смежными регионами (planning regions), в связи с расширением операционной зоны SPP на запад:



Нововведения также включают методику распределения затрат на реализацию межрегиональных сетевых проектов между западной частью зоны SPP и территорией под управлением других системных операторов. Комиссия подтвердила, что регламенты межрегионального взаимодействия и методология распределения затрат полностью соответствуют положениям приказа от 21 июля 2011 г. № 1000, который требует при планировании развития сетевой инфраструктуры соблюдать критерии по предотвращению дискриминации. Параллельно FERC обратила внимание SPP на имеющийся дефицит пропускной способности межсистемных соединений в объеме

<sup>3</sup> Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.



35 ГВт, бездействие в устранении которого может рассматриваться как прямая угроза системной надежности.

Кроме того, комиссия утвердила предложение SPP о наделении операционной зоны системного оператора Калифорнии CAISO статусом planning region, принимая доводы корпорации о том, что, несмотря на отсутствие общей границы с западным субрегионом SPP, включение Калифорнии в перечень «дружественных соседей» будет способствовать межрегиональной координации развития энергосистем.

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

## Американский NYISO готовит экстренный план на случай задержки проекта CHPE

Системный оператор штата Нью-Йорк NYISO планирует в июне направить на согласование в FERC изменения в правила по обеспечению доступа к магистральным сетям в своей операционной зоне, чтобы исключить риск несоответствия рыночных параметров на случай задержки ввода в эксплуатацию трансграничного соединения между канадской провинцией Квебек и Нью-Йорком (Champlain Hudson Power Express, CHPE) до осени 2026 г.

Подводно-подземное HVDC-соединение пропускной способностью 1,25 ГВт и протяженностью ≈545 км предназначено для поставок электроэнергии, выработанной канадскими ГЭС, в США. Стоимость проекта составила \$ 6 млрд, строительство было завершено в январе 2026 г.

В апреле 2026 г. FERC уже утвердила обновленные рыночные правила NYISO, учитывающие плановый ввод CHPE в эксплуатацию в мае 2026 г., но задержки в ходе испытаний создали неопределенность относительно соблюдения сроков. Для NYISO текущая ситуация угрожает мерам по обеспечению надежности и формированию оперативных резервов мощности на зиму (Winter Reliability Capacity Enhancements), которые накладываются на правила по внедрению так называемых «инициирующих ресурсов» (triggering resources), т.е. объектов генерации или сетевых объектов, чей ввод в работу существенно влияет на параметры рынка мощности. Для таких ресурсов NYISO предусмотрел заблаговременную разработку альтернативных параметров (в том числе кривых спроса) на рынке, активируемых при официальном подтверждении готовности.

Ввод CHPE в эксплуатацию в течение квалификационного 2026-2027 года может привести к рассогласованию рыночных параметров в зимний период из-за несоответствия расчетных условий по доступности, заложенных в кривую спроса, и фактическому наличию ресурсов.

В соответствии с требованиями к иницирующим ресурсам, NYISO сформировал два набора параметров, отражающих различные сценарии для рынка мощности, куда вошли варьирующиеся показатели минимального порога безопасности (transmission security floors), коэффициенты аккредитации мощности и минимальные объемы резервов, которые подлежат заметной корректировке в случае неготовности CHPE.

При подтверждении участия CHPE в рынке до 10 августа NYISO предлагает:

- установить альтернативные значения реперных точек кривой спроса для зимнего периода и предельных цен с учетом ввода CHPE;
- актуализировать локальные минимальные требования для зимних пиковых нагрузок с учетом нерабочего состояния CHPE (out-of-service);



- применить расчетную модель штатной эксплуатации (in-service) для зимних месяцев, которые являются переходными между пиком и спадом нагрузки (winter shoulder months).

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

## Калифорнийский отраслевой регулятор пересматривает тарифную политику для крупных потребителей

Отраслевой регулятор штата Калифорния (California Public Utilities Commission, CPUC) инициировал пересмотр тарифной политики в отношении ЦОДов и других крупных потребителей для предотвращения формирования неликвидных активов и перекалывания затрат на организацию электроснабжения таких нагрузок на других потребителей на фоне стремительного увеличения числа ЦОДов и зарядных станций для электромобилей. CPUC рассматривает возможность создания отдельного класса потребителей для ЦОДов и внедрения тарифов, которые точнее отражают реальные затраты на их электроснабжение, стимулируют эффективное использование сетевой инфраструктуры и обеспечивают справедливое распределение затрат.

Инициатива обусловлена требованиями законодательства штата о проведении CPUC оценки влияния новых крупных нагрузок потребления на тарифы. Ситуация усугубляется недавним повышением тарифов для компенсации ущерба от лесных пожаров в размере \$ 40 млрд, понесенного в течение 2019-2024 гг.

В феврале 2026 г. регулятор обязал энергоснабжающие организации штата закупить 6 ГВт новых мощностей для покрытия растущего спроса со стороны ЦОДов, электромобилей и других новых потребителей. В настоящее время CPUC изучает опыт других штатов США по разработке специализированных тарифов для ЦОДов с целью адаптации к калифорнийским условиям.

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

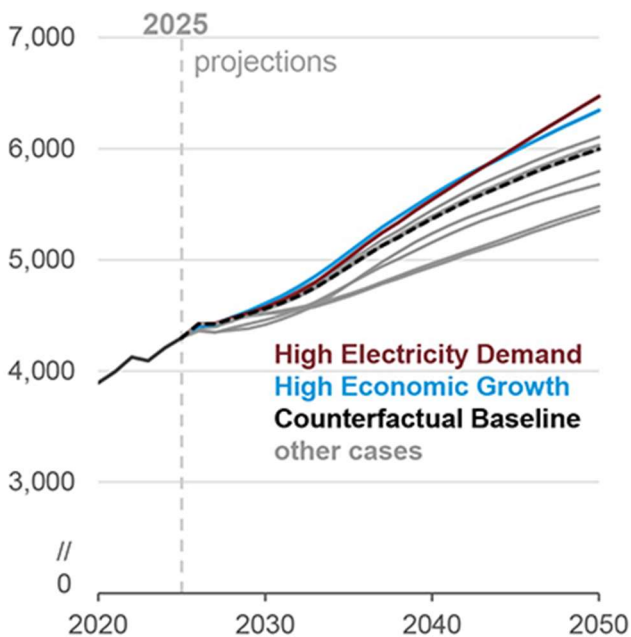
## Американское Управление энергетической информации опубликовало очередной прогноз АЕО на 2026 г.

Управление энергетической информации (Energy Information Administration, EIA) США опубликовало ежегодный отраслевой обзор на 2026 г. (Annual Energy Outlook, АЕО), в котором рассматриваются потенциальные долгосрочные тенденции развития энергетики страны. АЕО 2026 содержит официальные правительственные прогнозы потребления и выработки электроэнергии до 2050 г., используемые федеральными и местными органами власти, а также другими организациями для принятия решений в государственном и частном секторах.

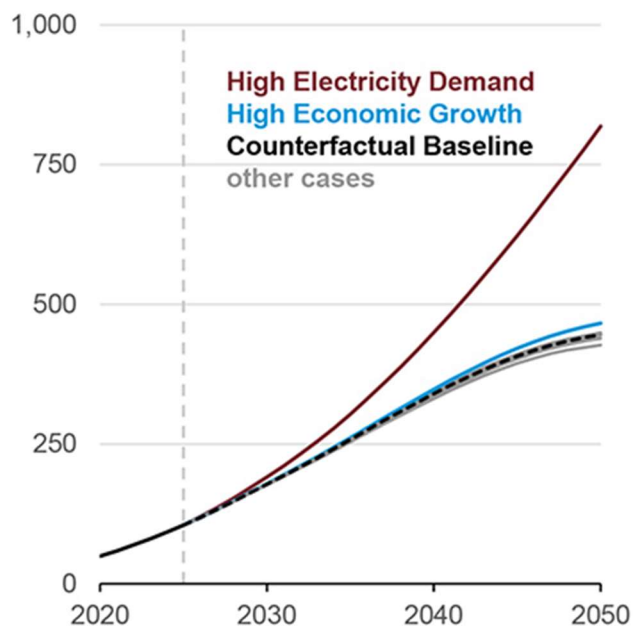
После 15 лет стагнации спрос на электроэнергию в США начал расти в среднем на 2,1% в год в течение последних пяти лет. Общее потребление по прогнозу будет расти до 2050 г. со скоростью 0,9-1,6% в год. Сценарий высокого спроса предполагает дополнительный рост энергопотребления за счет коммерческого сектора (ЦОДы и системы охлаждения). В рамках этого сценария потребление ЦОДов вырастет к 2050 г. до 818 млрд кВт\*ч, что в 16 раз выше уровня 2020 г. и на 84% выше, чем в базовом сценарии. Наиболее высокая концентрация нагрузки от ЦОДов прогнозируется на юго-западе (штат Виргиния) и юге (штат Техас).



**Total electricity consumption, all sectors**  
billion kilowatthours



**Commercial data center server electricity consumption**  
billion kilowatthours



Вторым по значимости драйвером станут электромобили, которые совместно с ЦОДами обеспечат 50-80% прироста спроса к 2050 г. при собственной доле в общем потреблении на уровне 10-25%. При сохранении текущей политики в отношении стандартов выхлопных газов доля EVs в продажах легковых автомобилей достигнет 53% к 2032 г., но без мер поддержки вырастет лишь до 20% к 2050 г.

Газовая и ВИЭ-генерация (ВЭС+СЭС) в производстве электроэнергии совместно обеспечат до 80% к 2050 г. при 60% в 2025 г. В базовом сценарии на газ придется 40% выработки, на ВЭС и СЭС – по 20%. За тот же период доля угольной генерации сократится с 16% до 1%, доля АЭС – с 17% до 12-15%. Рост солнечной энергетики составит 100-235% по всей стране. В абсолютном выражении объемы ВИЭ могут увеличиться на 75-300 ГВт.

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

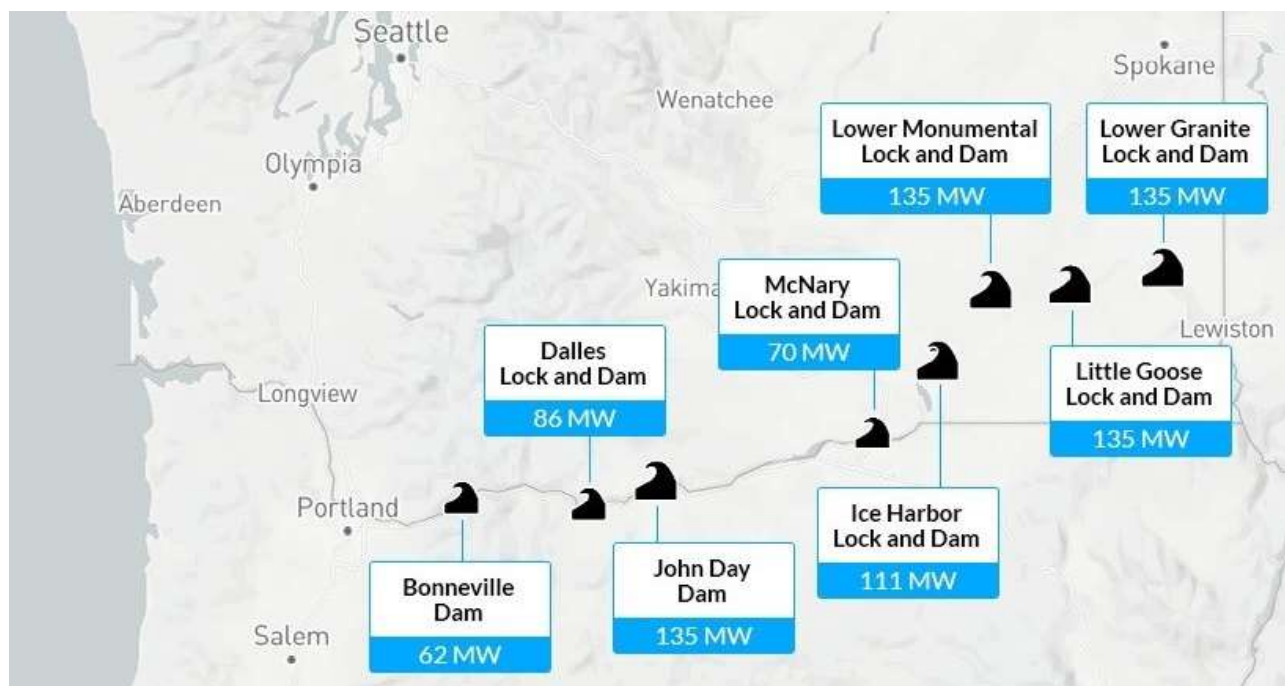
## Федеральные агентства США обжалуют решение суда по увеличению объемов сброса воды ГЭС на северо-западе США

Федеральные агентства США подали ходатайство в апелляционный суд с обжалованием постановления нижестоящего суда, которое разрешает увеличить объем сброса воды на 8 плотинах ГЭС на реках Колумбия и Снейк.

В ходатайстве отмечается, что вынесенное постановление, направленное на защиту мигрирующих лосося и стальноголовой форели, может привести к нарушению устойчивости, спровоцировать отключения электроэнергии и рост тарифов.

Федеральное управление для объектов гидроэнергетики Западного побережья (Bonneville Power Administration, BPA), которое не является ни одной из сторон в судебных разбирательствах, оценивает потери генерации в 1 000 МВт в августе и в

500 МВт в сентябре текущего года и отмечает сокращение финансовых резервов с \$ 397 млн до \$ 196 млн к 2028 г. ВРА уже начало процедуру пересмотра тарифов для решения возникших проблем.



Истцы – власти штатов Орегон и Вашингтон, племена коренных народов и экологические организации – настаивают на том, что увеличение объема сброса воды способствуют предотвращению вымирания популяции лосося, а опасения по поводу нарушения энергоснабжения потребителей преувеличены. Разбирательство было приостановлено, когда предыдущая администрация президента США выделила \$ 1 млрд на меры по сохранению популяции рыб, и стороны смогли согласовать меньшие объемы сброса. Процесс возобновился, когда администрация действующего президента отменила финансирование, и истцы потребовали увеличения сброса и снижения уровня воды в водохранилищах. В феврале 2026 г. суд удовлетворил иск, отмечая при этом в решении, что федеральные агентства имеют полномочия корректировать уровень сброса для увеличения выработки ГЭС в случаях аварий и реальной угрозы сбоев энергоснабжения.

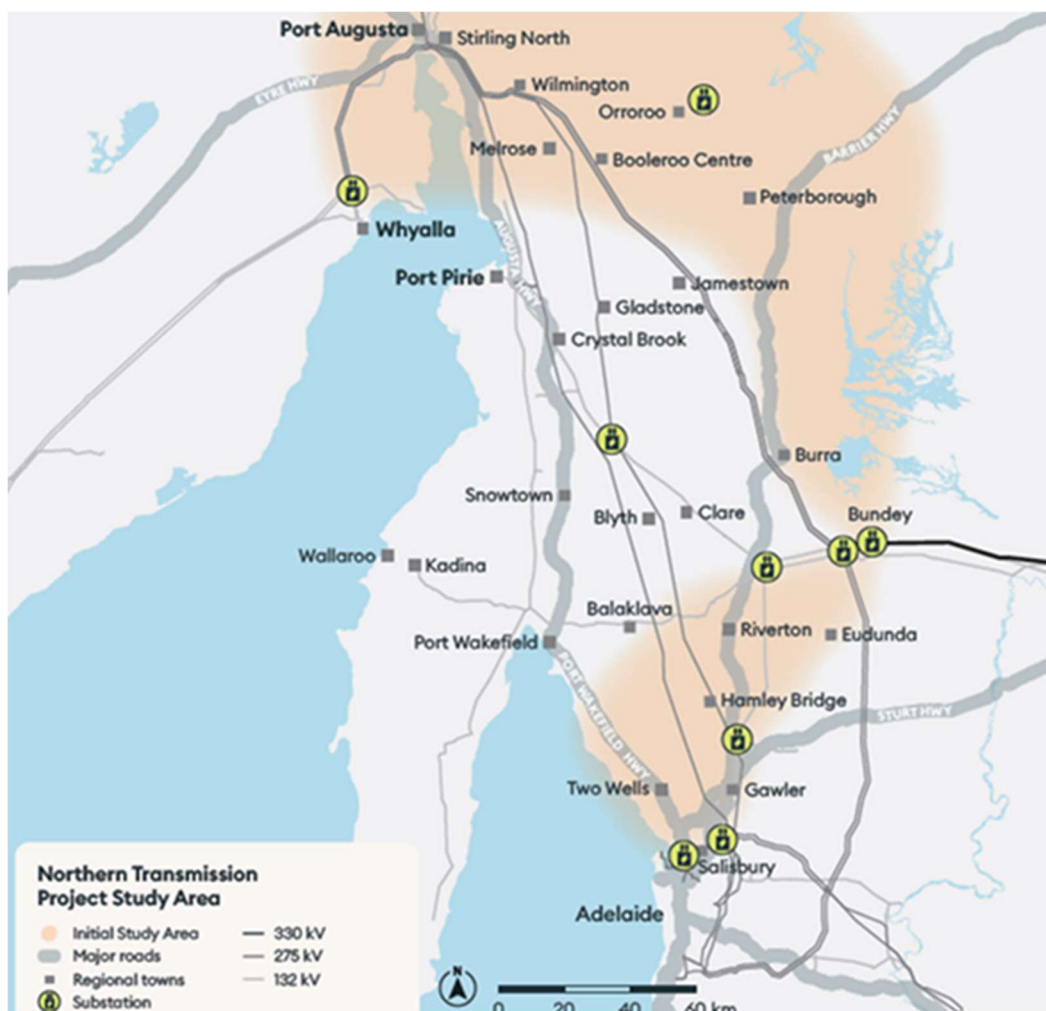
Официальный сайт RTO Insider  
<http://www.rtoinsider.com>

## АВСТРАЛИЯ

### Австралийская ElectraNet оценила выгоды от строительства нового соединения в штате Южная Австралия

Австралийская сетевая компания ElectraNet опубликовала проект оценочного отчета (Project Assessment Draft Report, PADR) для будущего соединения Northern Transmission (NTx), которое предназначено для увеличения пропускной способности и укрепления связей между районами Большой Аделаиды, Среднего Севера и Верхнего залива Спенсера до Уайаллы в быстро развивающейся северной части штата.

В PADR показано, что при различных сценариях первый участок NTx – между Большой Аделаидой и Средним Севером – принесет от \$ 356 млн до \$ 640 млн чистой выгоды участникам энергорынка, главным образом за счет экономии капитальных затрат на производство электроэнергии и диспетчеризацию, а также сокращения неплановых отключений, что, в свою очередь, приведет к снижению оптовых цен на электроэнергию и повышению надежности энергосистемы. По прогнозам ElectraNet, максимум нагрузки потребления в штате может удвоиться в течение следующих 15 лет – с нынешних 3,3 ГВт до более чем 6,5 ГВт.



Второй этап проекта также обеспечит значительные преимущества для рынка, поскольку к энергосистеме подключатся крупные потребители – от горнодобывающих промышленных предприятий до ЦОДов, – которые будут способствовать развитию технологий на базе ИИ.

Публикация PADR является важным этапом в процессе получения разрешения от регулирующих органов на реализацию проекта.

Официальный сайт ElectraNet  
<http://electranet.com.au>