



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

10.07.2026 – 16.07.2026

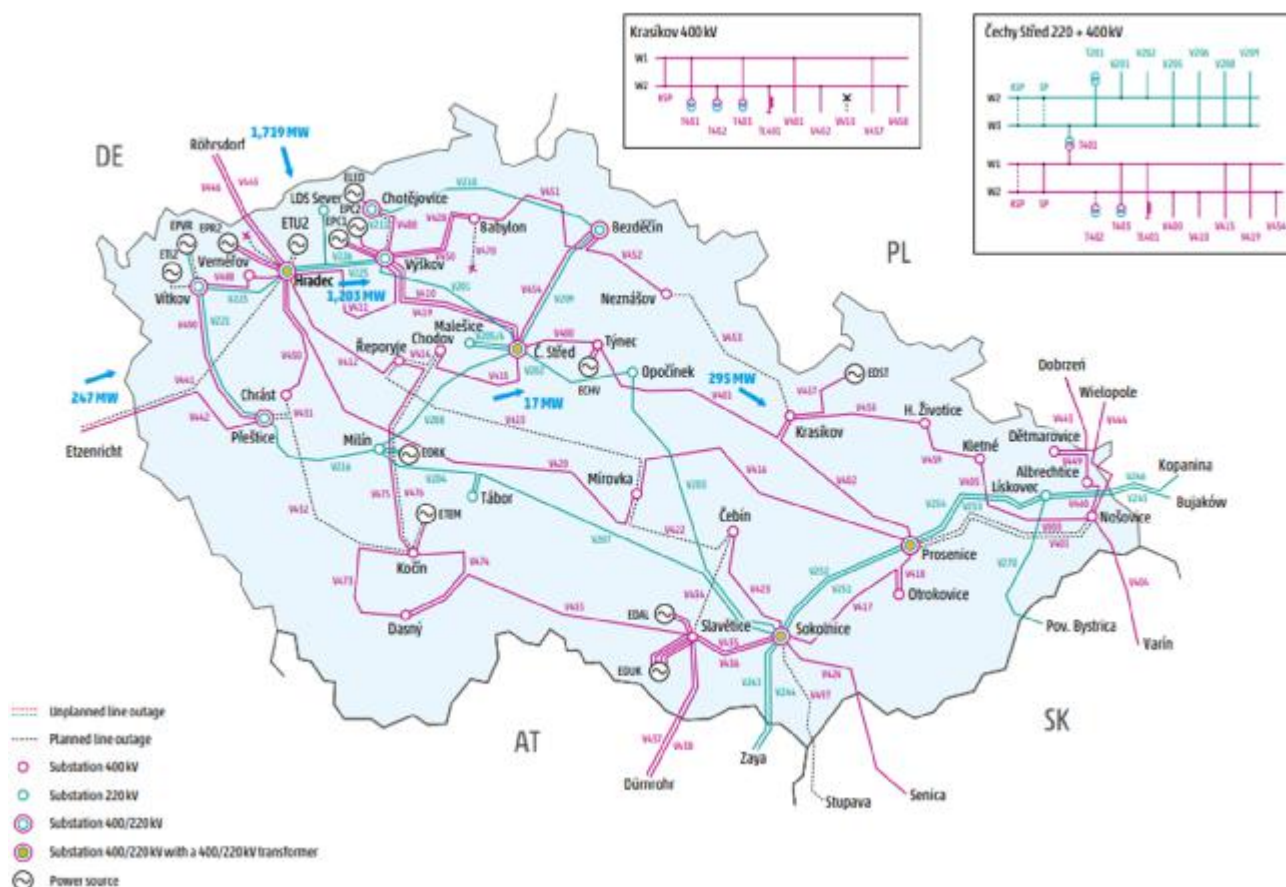


ЕВРОПА

ENTSO-E подготовила итоговый отчет об аварии в энергосистеме Чехии в 2025 г.

Ассоциация ENTSO-E опубликовала итоговый отчет ([Final 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.

Авария была классифицирована как инцидент второй степени тяжести, т.е. не самого высокого уровня серьезности. Расследование показало, что сложная ситуация возникла в результате переходного процесса, последовавшего за отключением ВЛ 400 кВ V411 Hradec-Výškov из-за обрыва провода в фазе 2, вслед за которым последовало неожиданное снижение нагрузки генерации в одном из энергорайонов, обусловленное возникшим переходным процессом, а также не связанным с ним отказом оборудования и несоответствием требованиям по регулированию частоты распределенной ВИЭ-генерации.



Эксплуатационное состояние передающей сети перед отключением ВЛ V411

Непосредственно перед инцидентом чешский системный оператор ČEPS выполнил моделирование, и любые нормативные возмущения не должны были привести к нагрузке на контролируемые элементы, включая ВЛ 220 кВ V208 Čechy Střed–Mlín, превышающей 100% от номинальных значений. В 11:51:08 ВЛ V411 была отключена после неуспешного срабатывания АПВ на фазе 2, на момент отключения



ее загрузка составляла $\approx 1\,200$ МВт (76,8% от МДП). За этим последовало снижение выдаваемой мощности генерации в пострадавшем энергорайоне, который позднее выделился на изолированную работу (совокупная нагрузка на момент отключения ВЛ составляла 1 336 МВт), и к 11:52 было потеряно 287 МВт, а суммарный дефицит в чешской энергосистеме составил 438 МВт.

После 11:52 ситуация в затронутом аварией районе ухудшилась: загрузка ВЛ V208 достигла 126% (912 А), трансформатора 400/200 кВ на ПС Hradec – 119,3%, системы шин 400 кВ на ПС Krasíkov – 105,1%. В 11:52 отключился буроугольный энергоблок № 6 ТЭС Ledvice, выдававший в передающую сеть 292 МВт, хотя его отключение не было связано с ВЛ V411. Более серьезное ухудшение произошло с 11:53 до 11:59: загрузка ВЛ V208 достигла 142,9% (1 035 А), трансформатора на ПС Hradec – 121,6%, системы шин на ПС Krasíkov – 115,5%, и в 11:59 диспетчер ČEPS отключил ВЛ V208. В 11:59 в результате срабатывания реле перегрузки по току отключился ШСВ 400 кВ на ПС Krasíkov. Реле было настроено на силу тока 2 880 А (144%) с задержкой срабатывания 3 с, через 73 мс после отключения ШСВ сработала дистанционная защита на стороне 110 кВ трансформатора 400/110 кВ на ПС Krasíkov, который был последним элементом, обеспечивающим связь аварийного энергорайона с остальной энергосистемой.

В выделившемся районе продолжились отключения: были потеряны четыре блока буроугольных ТЭС и 574 МВт небольших установок из числа распределенной генерации, в результате образовался дефицит мощности $\approx 1\,800$ МВт, который не мог быть скомпенсирован автоматикой ограничения снижения частоты, хотя она сработала корректно. Из-за стремительно нарастающего дефицита (максимальная скорость изменения частоты в течение 500 мс составила 3,5 Гц/с) в течение 780 мс район полностью обесточился, суммарные потери генерации с 11:51 до 12:00 составили от 1 200 до 1 400 МВт, нагрузки потребления – около 2 300 МВт, включая гидроагрегат № 2 ГАЭС Dlouhé Stráně, работавшей в насосном режиме (311 МВт), что составило 28% совокупной нагрузки потребления в операционной зоне. Последовательность инцидентов, приведших к обесточиванию, длилась около 8 мин, начавшись с ВЛ V411. Точкой невозврата стало оперативное отключение диспетчерами ČEPS ВЛ V208.

Диспетчеры сразу приступили к восстановлению нормального режима работы, подав напряжение от ПС 400 кВ Krasíkov и ПС 220 кВ Čechy Střed соответственно в сеть 400 кВ и 220 кВ обесточенного района – на обеих ПС одна шина оставалась под напряжением, подаваемым из незатронутой аварией части энергосистемы. В 12:19 была подключена ПС 400 кВ Týněs, при подаче напряжения в пострадавшем районе диспетчеры отдавали приоритет тем, которые обеспечивают электроснабжение Праги – ПС 400 кВ Chodov и ПС 220 кВ Malešice. В 12:30 были включены оба трансформатора 220/110 кВ на ПС Malešice, что позволило начать подключение потребителей в Праге. Все энергоблоки ТЭС, работавшие на выделенную нагрузку, были синхронизированы с сетью: в 12:46 – блок № 4 ТЭС Chvaletice на ПС 400 кВ Týněs, в 13:26 и в 13:45 – блоки №2 и №6 ТЭС Počerady на ПС 400 кВ Výškov. К 14:09 был восстановлен режим работы всех ПС 400 кВ и 220 кВ. В 14:20 диспетчеры отдали приказ о приостановке отбора мощности из-за серьезных нарушений на ВЛ V208 и запуске ПГЭС Počerady 2, поставка мощности возобновилась в 15:18 после синхронизации ПГЭС Počerady 2 с сетью. Электроснабжение всех потребителей было полностью восстановлено к 17:35 4 июля, и в 23:13 после завершения ремонтных работ была включена ВЛ V411.

В период с 13:30 до 00:00 4 июля были приостановлены торговля пропускной способностью трансграничных связей на всех чешских границах и работа рынка, а для урегулирования дисбалансов были применены специальные правила. Рынок на сутки



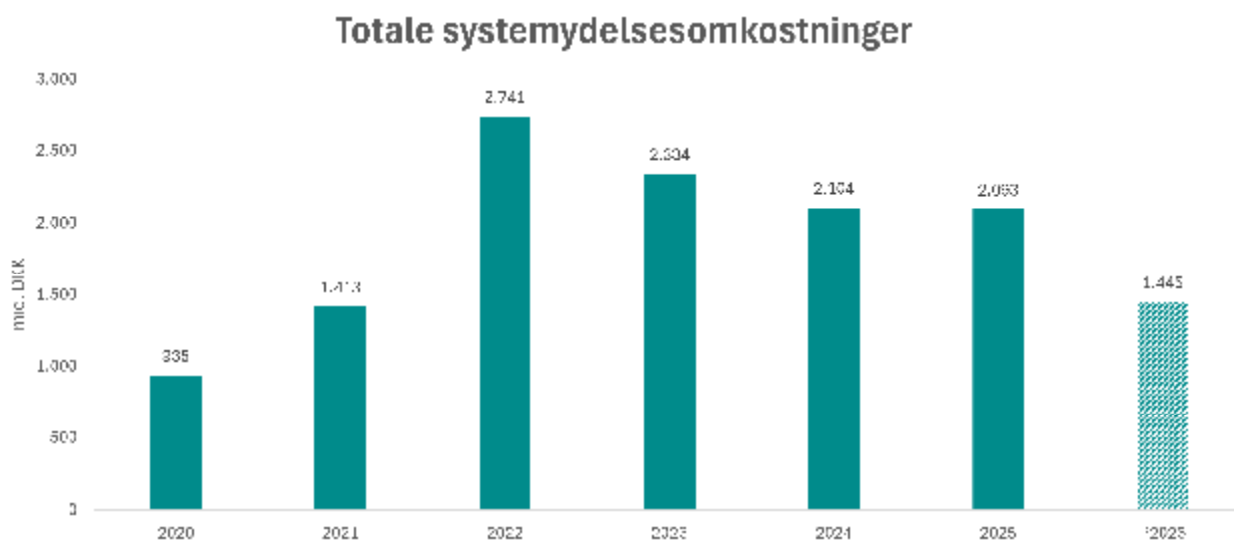
вперед авария не затронула, и работа объединенной европейской энергосистемы продолжалась в обычном режиме, ни одна другая страна не пострадала от аварии в Чехии.

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

Energinet прогнозирует снижение расходов на системные услуги в 2026 г.

Датский системный оператор Energinet заявил, что по итогам 2026 г. расходы на закупку резервов мощности для поддержания баланса сократятся почти на 650 млн датских крон по сравнению с 2025 годом – с 2,1 млрд до ≈1,5 млрд, что станет самым низким уровнем с 2021 г.

Снижение расходов напрямую отразится на потребителях, так как закупка резервов финансируется через системный тариф Energinet. Ожидаемое уменьшение тарифа примерно на 1,5 эре за кВт*ч приведет к экономии ≈70 крон в год для среднего домохозяйства.



Energinet добился такого результата за счет реформ в течение последних двух лет, включая:

- присоединение в 2024 г. к ИТ-платформе PICASSO, что обеспечило выход на общеевропейский рынок автоматических резервов регулирования частоты (aFRRs) и привлечение к оказанию услуг новых участников, прежде всего владельцев электромобилей и аккумуляторных батарей;
- расширение числа участников рынка оперативных резервов регулирования частоты (mFRR) в 2025 г., особенно за счет притока mFRRs из соседней Швеции;
- внедрение новых адаптивных алгоритмов расчета потребности в резервах для mFRRs (2025 г.) и для aFRRs (2026 г.), чтобы более точно определять необходимый объем и сократить избыточное резервирование.

Отдельную роль в снижении расходов сыграл стремительный рост числа мелких и нетипичных участников рынка – в первую очередь электромобилей и агрегаторов зарядной инфраструктуры, а также систем накопления энергии, теплиц, ледовых катков и электрокотлов. По этому показателю Дания опередила многие



другие страны. За последний год объем завершенных проверок и официального допуска объектов (предквалификаций) к оказанию системных услуг вырос почти на 10%, всего Energinet проводит 700-800 предквалификаций новых объектов ежегодно, что существенно увеличило емкость рынка.

Вместе с тем текущее снижение цен носит временный характер: по мере дальнейшего роста доли ВИЭ поддерживать баланс будет сложнее и дороже, поэтому в среднесрочной перспективе расходы на системные услуги, вероятно, снова начнут расти.

Официальный сайт Energinet
<http://www.energinet.dk>

Скандинавские системные операторы опубликовали заявление о беспрецедентном росте заявок на технологическое присоединение

Скандинавские системные операторы – Fingrid (Финляндия), Energinet (Дания), Svenska kraftnät (Швеция) и Statnett (Норвегия) – опубликовали совместное заявление о беспрецедентном росте заявок на подключение к передающей сети, подчеркивая необходимость сотрудничества и обмена опытом для решения вопроса.

Во всех четырех странах совокупная мощность заявок сейчас значительно превышает пропускную способность передающей сети даже с учетом ее расширения в кратко- и среднесрочной перспективе. Такая тенденция наблюдается и во многих других европейских странах, где энергопереход и рост спроса на электроэнергию в промышленном секторе создают аналогичное давление на энергосистему.

Инвестиции в расширение и модернизацию электросетевой инфраструктуры, которые в последние годы осуществляют скандинавские TSOs, необходимы, но сами по себе не могут решить все проблемы. Полное использование передающей сети все больше зависит от эффективного размещения объектов генерации и потребления, которые потребуется рассматривать в совокупности, и для более эффективного использования пропускной способности и большего объема подключений следует также работать над повышением «энергогибкости», усовершенствованием процессов подключения, требованиями к зрелости проектов и более качественной обработкой заявок.

Предпринимаемые усилия в рамках существующих на национальном уровне возможностей включают следующие механизмы:

- датский Energinet откорректировал процесс техприсоединения, добавив требования к зрелости проектов и авансовые платежи на ранних этапах реализации проекта, а также ведет работу по корректировке принципов распределения пропускной способности и управления очередью;
- финский Fingrid разрабатывает широкий набор инструментов для решения проблемы дефицита пропускной способности, включая новые принципы подключения, обновленные общие условия подключения, а также гибкие соглашения о техприсоединении и тарифы на подключение в соответствии с присоединенной мощностью, в дополнение к долгосрочным масштабным инвестициям;
- норвежский Statnett для более эффективного распределения доступной пропускной способности между крупными потребителями (присоединенной мощностью от 100 МВт и выше) с 1 июля текущего года внедряет более



строгие требования к срокам реализации проектов строительства крупных объектов потребления: при рассмотрении заявок на техприсоединение приоритет будет отдаваться средним и небольшим потребителям, а использование цифровых инструментов повысит эффективность обработки заявок;

- шведский Svenska kraftnät применяет жестко структурированный процесс подключения с четко определенными реперными точками и внедряет новый подход к приоритизации и обработке заявок с возрастающим акцентом на создание стимулов для проектов согласовывать как их местоположение, так и решений по подключению с учетом доступной пропускной способности, режимных условий и общими потребностями энергосистемы (пилотный проект с введением зон свободной пропускной способности планируется запустить в 2027 г.).

По оценке скандинавских TSOs, решение проблем с подключением новых энергообъектов потребует скоординированных действий в рамках всей скандинавской энергосистемы. Принцип «кто первый подал заявку, тот первый подключается» для потребителей, в том числе крупных, и производителей электроэнергии во многих случаях уже сменился принципом подключения на основе оценки уровня зрелости проекта.

Официальный сайт Statnett
<http://www.statnett.no>

АМЕРИКА

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения опубликовала отчет о работе энергосистем в 2025 г.

Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) опубликовала очередной годовой отчет о функционировании энергосистем и обеспечении балансовой надежности в 2025 г. (2026 State of Reliability, SOR).

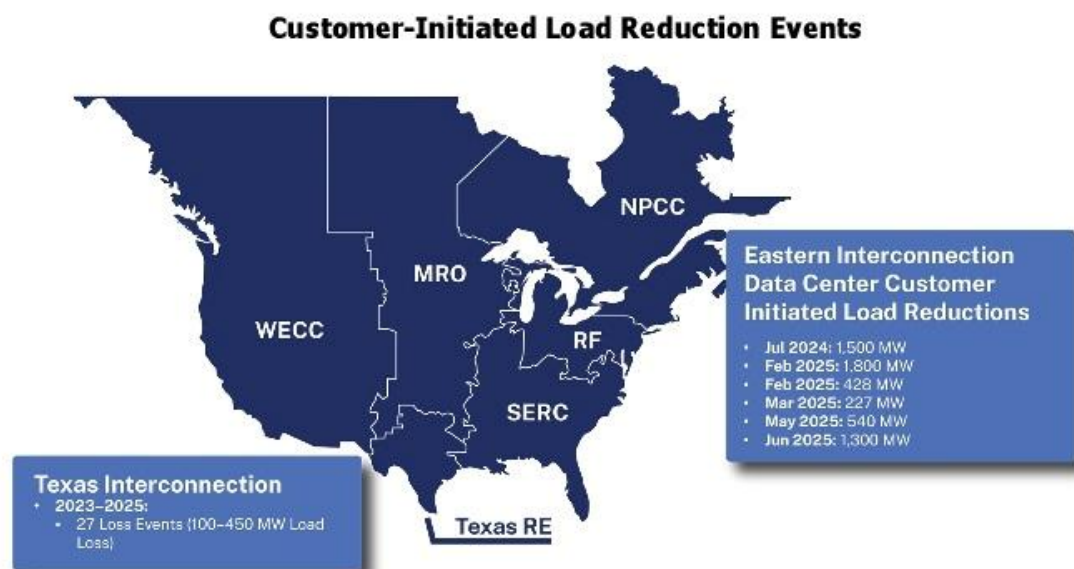
В целом работа национальной энергосистемы (bulk power system, BPS) была признана надежной, но имело место сокращение объема оперативных резервов, обусловленное ростом спроса из-за интеграции крупных потребителей и снижением доступных мощностей традиционной генерации. Несмотря на меры по подготовке оборудования к зиме, благодаря которым показатели надежности в течение недели с наиболее суровыми погодными условиями оказались достаточно высокими, новые и формирующиеся риски сужают допустимый предел ошибки при эксплуатации BPS.

Совокупный объем доступных мощностей традиционной генерации в 2025 г. снизился, что было главным образом вызвано ухудшениями в работе угольных ТЭС и ПГЭС – их выработка упала на 39,8 ТВт*ч и 19,1 ТВт*ч соответственно. В связи с этим годовой средневзвешенный коэффициент вынужденных отключений традиционной генерации резко вырос до 9,2 %, существенно превысив историческую норму 7-8 %. Такая ситуация приводит к сокращению объема оперативных резервов, которые снижаются по мере роста коэффициента вынужденных отключений, создавая угрозу технологических нарушений. В SOR 2026 указано, что большинство крупных угольных



ТЭС эксплуатируются более 40 лет, в связи с чем в обозримом будущем планируется их вывод из эксплуатации.

Стремительный рост ИТ-нагрузок и мощностей ЦОДов остается одним из главных факторов, влияющих на надежность энергоснабжения, ввиду масштаба, скорости развития и уникальных эксплуатационных характеристик. В течение 2025 г. зафиксировано два случая снижения нагрузки ЦОДа по инициативе потребителей (customer-initiated load reduction, CILR), превысивших 1 000 МВт, и множество случаев снижения нагрузки более чем на 100 МВт. Данные события демонстрируют, что риски для системной надежности со стороны крупных потребителей будут нарастать по мере дальнейшего увеличения доли таких объектов в энергосистеме, также вырастет необходимость в точном моделировании нагрузок и координации оперативного управления. В связи с этим NERC предлагает ввести новый тип функционального субъекта энергосистемы по признаку вычислительной нагрузки (Computational Load Entity) для отдельных крупных потребителей, оказывающих существенное влияние на надежность BPS. Для них разрабатываются обязательные стандарты надежности, что позволит обеспечить моделирование их работы при системных авариях.



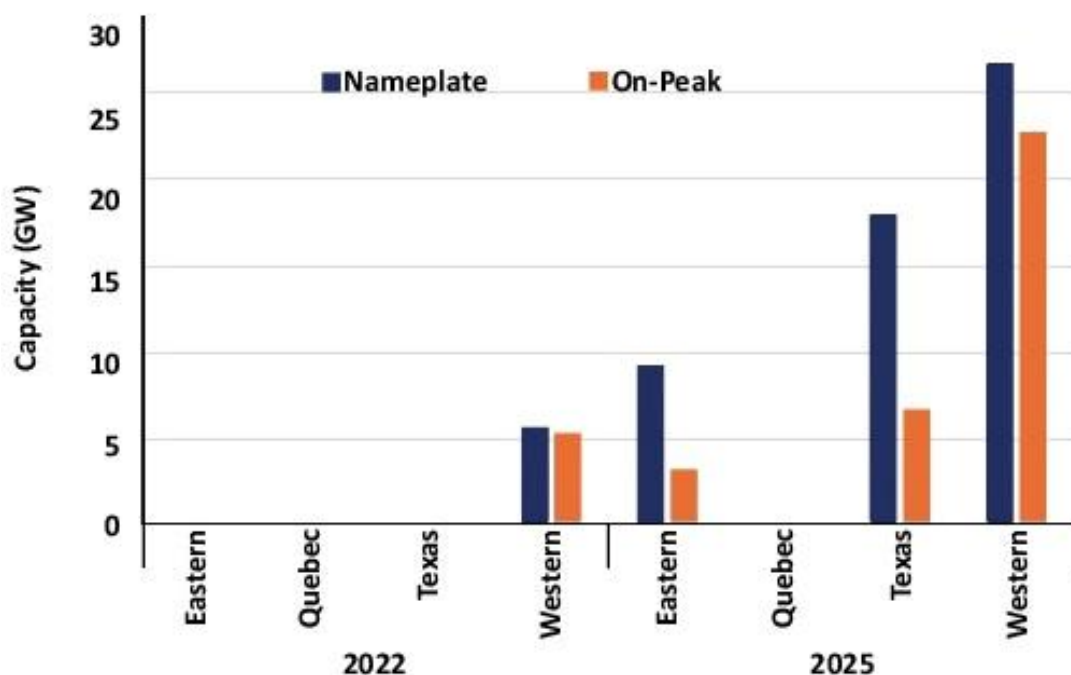
В BPS продолжается быстрая трансформация: выводимая из эксплуатации традиционная генерация замещается преимущественно генерацией на природном газе и увеличивается доля инверторных энергоресурсов (IBRs). Стремительный рост суммарной мощности IBRs, таких как ВЭС и СЭС, а также СНЭЭ, создает новые сложности при управлении. В 2025 г. СНЭЭ прирастали примерно теми же темпами, что и СЭС, и успешно оказывали услуги по поддержанию системной надежности, включая частотное регулирование и компенсацию нестабильной выработки ВЭС и СЭС.

Вместе с тем трансформация BPS сопряжена со специфическими рисками: в январе прошлого года при штатном тестировании СНЭЭ ангарного типа предыдущего поколения мощностью 300 МВт произошел тепловой разгон, что привело к полному разрушению накопителя. NERC подчеркивает, что хотя отключения оборудования на объектах генерации сопоставимой мощности происходят регулярно, их необратимая внеплановая потеря является чрезвычайно редким явлением. Таким образом, данный тип отказа представляет собой уникальный угрожающий фактор именно для СНЭЭ. Подобные сбои не вызывают у NERC серьезной озабоченности, и СНЭЭ эффективно сглаживают график нагрузки. При этом СНЭЭ не являются решением при затяжных



неблагоприятных событиях (например, при сильных морозах, метелях, буранах) из-за ограниченной энергоемкости, их основной задачей является быстрое восстановление и поддержание частоты до момента ввода в работу дополнительных ресурсов.

Battery and Hybrid Capacity by Interconnection



Рекомендации NERC в SOR 2026 направлены на снижение рисков для BPS за счет разработки измеримых показателей надежности работы объектов генерации и анализа инцидентов. Ключевые меры включают мониторинг работы СНЭЭ, обмен опытом внутри отрасли, а также координацию между отраслевыми регуляторами и энергокомпаниями.

Официальный сайт FERC
<http://www.ferc.gov>

Американский PJM успешно прошел период экстремальной жары в начале июля

Экстремально жаркая погода, установившаяся в штатах Восточного побережья и Среднего Запада США с 29 июня по 5 июля привела к значительному росту нагрузки на энергосистему в операционной зоне системного оператора PJM Interconnection¹ – были зарегистрированы самая высокая за всю историю PJM средняя температура наружного воздуха 97°F (36,1°C), самый высокий средний тепловой индекс 105°F (40,5°C) и рекордный средневзвешенный суточный индекс температуры и влажности (Temperature-Humidity Index, THI) 85°F (29,4°C).

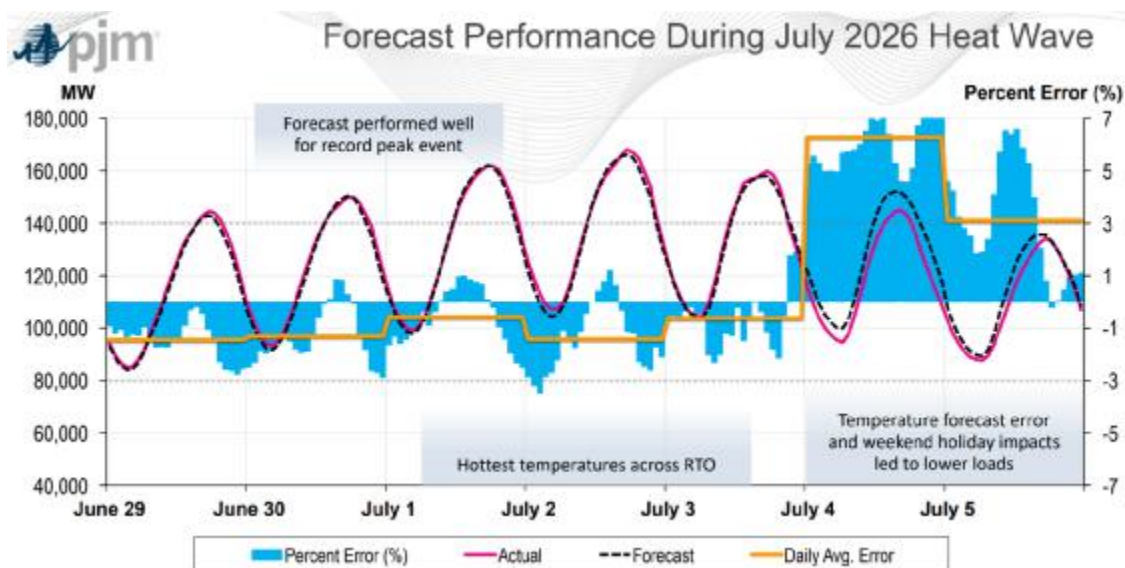
Максимум потребления активной мощности, зафиксированный 2 июля с 17:00 до 18:00, составил 162 713 МВт, при этом, если бы PJM не были задействованы DR-ресурсы, его значение могло достигнуть 168 158 МВт и превысить пока действующий исторический максимум 165 563 МВт, зафиксированный 2 августа 2006 г.

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.



June 29-July 5, 2026 Heat Wave			
Cities	Hottest Air Temperature	Highest Heat Index	Warmest Low Temperature
Chicago	95°F	106°F	80°F
Columbus	97°F	106°F	77°F
Louisville	96°F	107°F	79°F
Philadelphia	102°F	111°F	83°F
Richmond	99°F	114°F	78°F
RTO Ld.-Wtd. Avg	97°F*	105°F*	78°F

Прогнозирование на 29 июня – 5 июля было на хорошем уровне, особенно в отношении пиковых нагрузок, погрешность оставалась в пределах установленного PJM отклонения 3% в период с 29 июня по 3 июля, за исключением нескольких часов. Более низкие, чем ожидалось, температуры в выходные, когда праздновался День независимости, привели к тому, что среднесуточная погрешность составила около 6% 4 июля и чуть более 3% 5 июля – именно праздничные дни оказались сложными для прогнозирования:



Поддержание энергобаланса в операционной зоне столкнулось с некоторыми трудностями из-за превышения среднего за последние три года уровня отключений генерирующего оборудования (12 800 МВт), которые фиксируются летом в течение десяти дней максимальных нагрузок, например, суммарная отключенная мощность составила 18 363 МВт 2 июля и 19 395 МВт 5 июля. Основной причиной были отказы оборудования и экологические ограничения.

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

Минэнерго США активно влияет на эффективность работы угольных ТЭС

Министерство энергетики (DoE) США в 2025 г. создало беспрецедентную для страны практику, выпуская специальные приказы (emergency orders) для готовящихся

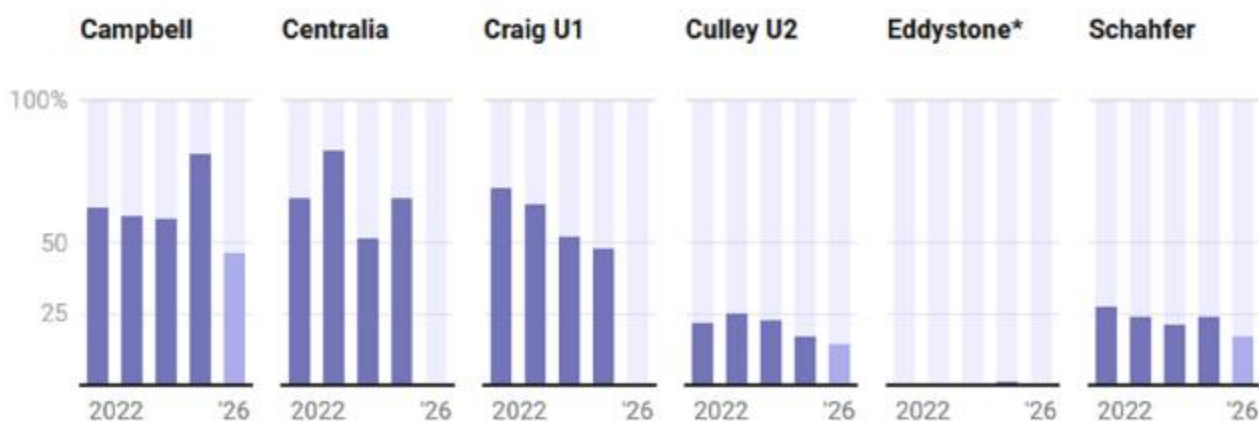


к закрытию ТЭС на ископаемом топливе о принудительном продолжении работы. В прошлом году под действие приказов подпали 10 энергоблоков на шести ТЭС, пять из которых являются угольными. Решения Минэнерго обосновываются необходимостью предотвращения дефицита мощности и обеспечения балансовой надежности на фоне быстро растущей нагрузки потребления со стороны ЦОДов и других крупных потребителей.

По итогам прошедших месяцев влияние чрезвычайных мер на производство электроэнергии оценено как довольно неоднозначное: отмечено резкое снижение по сравнению с предыдущими годами выработки подпавших под действие приказов ТЭС, в первом квартале 2026 г. пять из шести произвели на 65% меньше электроэнергии по сравнению с тем же периодом прошлого года. Некоторые (например, ТЭС Centralia в штате Вашингтон) вообще не вырабатывали электроэнергию, другие (например, блок № 1 ТЭС Craig в штате Колорадо) работали лишь эпизодически в течение двух недель, что привело к значительному снижению КИУМ практически всех объектов генерации по сравнению с предыдущими годами эксплуатации:

Capacity factors fall under DOE's 202(c) orders

The capacity factors for power plants with DOE orders preventing them from retiring.



* 2026 data has not yet been reported

Другой проблемой, связанной с выполнением приказов DoE, является высокая стоимость и продолжительность технического обслуживания ТЭС. Низкие показатели эффективности их работы обусловлены возрастом оборудования и прекращением инвестиций в активы, готовящиеся к выводу из эксплуатации. Для соответствия приказам требуются незапланированные, дорогостоящие и длительные ремонты оборудования, в частности, ремонт блока № 2 мощностью 104 МВт ТЭС Culley стоит \$ 20,5 млн и займет 14 недель.

В отличие от оценки DOE, данные NERC и системного оператора Среднего Запада и Юга MISO² указывают на достаточность резервов мощности в затронутых экстремальными погодными явлениями регионах в краткосрочной перспективе. Кроме того, краткосрочный характер действия приказов, предполагающий их продление каждые 90 дней, является серьезным фактором неопределенности при долгосрочном планировании. Дополнительную озабоченность вызывают высокие экономические издержки: по некоторым данным, поддержание работы ТЭС обходится в \$ ≈1,5 млн в

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



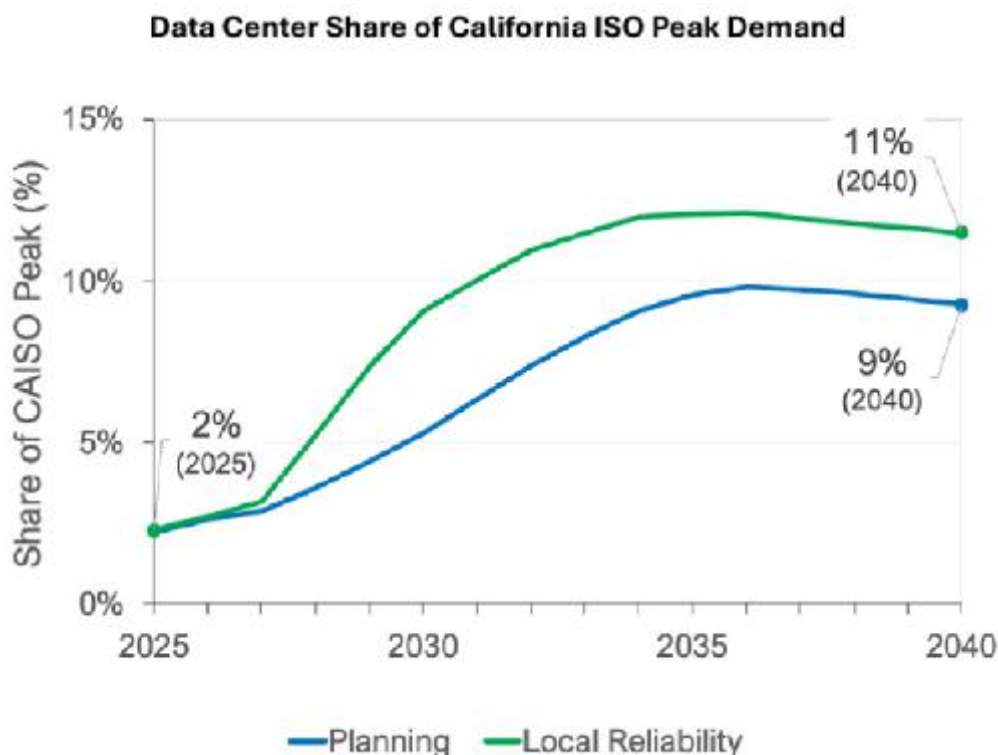
день, и эти расходы в конечном итоге перекладываются на конечных потребителей через тарифы на поставку электроэнергии, что вызывает сопротивление отраслевых регуляторов штатов и опасения по поводу доступности электроэнергии.

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

Калифорнийская СЕС прогнозирует значительный рост нагрузки потребления ЦОДов и трансформацию энергосистемы штата

Комиссия по энергетике (California Energy Commission, CEC) – подразделение в составе органов исполнительной власти Калифорнии, ответственное за реализацию отраслевой политики штата, – провела анализ влияния растущей нагрузки ЦОДов на подходы к долгосрочному планированию развития энергосистемы (California Energy Resource and Reliability Outlook, CERRO) в условиях заявленного курса на полный отказ от ископаемого топлива к 2045 г.

К 2040 г. в соответствии с базовым сценарием развития энергосистемы и сценарием обеспечения локальной балансовой надежности суммарный максимум нагрузки ЦОДов увеличится на 5 800 МВт и на 8 300 МВт соответственно, что приведет к росту максимума нагрузки на энергосистему в операционной зоне калифорнийского системного оператора CAISO примерно на 9% и 11% :



В настоящее время суммарная максимальная нагрузка ЦОДов составляет около 1 000 МВт, или 2% от максимума в Калифорнии, при этом доля ИИ-ЦОДов в ближайшее десятилетие может вырасти экспоненциально, что формирует растущий и весьма существенный вклад ЦОДов в прогноз электропотребления, особенно с учетом прогнозов по рекордным темпам новых вводов для достижения целей штата по «озеленению» энергетики. Наряду с ЦОдами, дополнительные сложности для CAISO могут создать электромобили с ожидаемым ростом с 25 000 ГВт*ч в 2030 г. до 125 000 ГВт*ч к 2050 г. СЕС уже изучает возможные решения по снижению влияния



ЦОДов на системную надежность в часы пикового спроса, например, за счет гибкости их графиков потребления.

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

DoE объявил о выдаче кредитов на развитие американской цепочки поставок компонентов для атомной энергетики

Минэнерго США объявило о предоставлении условной гарантии на выдачу кредитов в объеме \$ 17,5 млрд для финансирования закупок компонентов для атомной энергетики с длительным сроком поставки – до пяти кредитов на срок до трех лет, которые помогут ускорить строительство 10 реакторов AP1000® (единственных на сегодняшний день лицензированных крупномасштабных усовершенствованных коммерческих реакторов, работающих в стране). Пять проектов, каждый из которых предусматривает строительство на одной площадке двух реакторов электрической мощностью 1,1 ГВт, должны обеспечить суммарную выработку электроэнергии почти для 10 млн американских домохозяйств.

Производитель реакторов Westinghouse должен будет сотрудничать с пятью соответствующими определенным критериям компаниями для закупки компонентов по фиксированной цене. Каждый проект будет находиться в совместной собственности Westinghouse и партнерской энергокомпании. Для получения кредитных средств от DOE Westinghouse с партнером обязаны инвестировать в проект \$ 500 млн каждый, т.е. \$ 1 млрд на проект. Закупки будут осуществляться поэтапно в зависимости от поступления инвестиций и других влияющих факторов. Westinghouse уже подписал соглашения о намерениях с семью потенциальными партнерами, у каждого из которых есть площадки для строительства АЭС.

Хотя выданная условная гарантия подтверждает намерение предоставить кредит, DoE и компании-разработчики еще должны выполнить много технических, юридических, экологических и финансовых условий, прежде чем будут подписаны окончательные документы и выделен кредит.

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

Американский NextEra выплатит \$ 150 млн в рамках урегулирования обвинений в политических махинациях

Американский энергохолдинг NextEra Energy согласился выплатить \$ 150 млн в обмен на снятие выдвинутых акционерами обвинений в политических манипуляциях с целью подавления конкуренции в энергетическом секторе. Обвинения в адрес Florida Power & Light – дочерней компании NextEra – включают слежку за журналистами, финансирование через консалтинговую фирму фиктивных соперников для снижения числа голосов, поданных за «неудобных» для Florida Power & Light кандидатов на выборах в парламент штата Флорида, и применение «теневых» средств для получения влияния в регулирующих органах штата.

Соглашение было достигнуто через месяц после того, как NextEra и холдинг Dominion Energy заявили о планах слияния. Политический скандал может стать проблемой при рассмотрении сделки регулятором штата Виргиния при том, что ее одобрение при стоимости \$ 67 млрд приведет к созданию крупнейшей в мире



электроэнергетической компании, обслуживающей около 10 млн потребителей во Флориде, Виргинии, а также Северной и Южной Каролине.

В заявлении, поданном в Комиссию по ценным бумагам и биржам США, NextEra отмечает, что соглашение о выплате \$ 150 млн для урегулирования иска достигнуто, но детали еще предстоит согласовать.

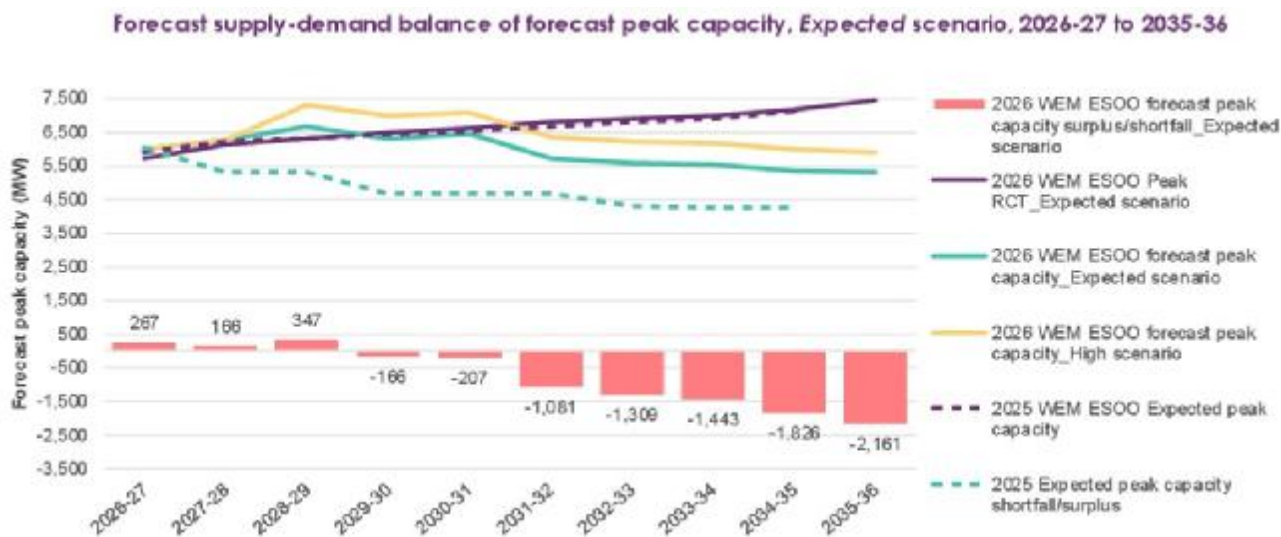
Официальный сайт Utility Dive
<http://www.utilitydive.com>

АВСТРАЛИЯ

Австралийский АЕМО выпустил ежегодный доклад о функционировании оптового рынка и перспективах развития ОЭС Западной Австралии

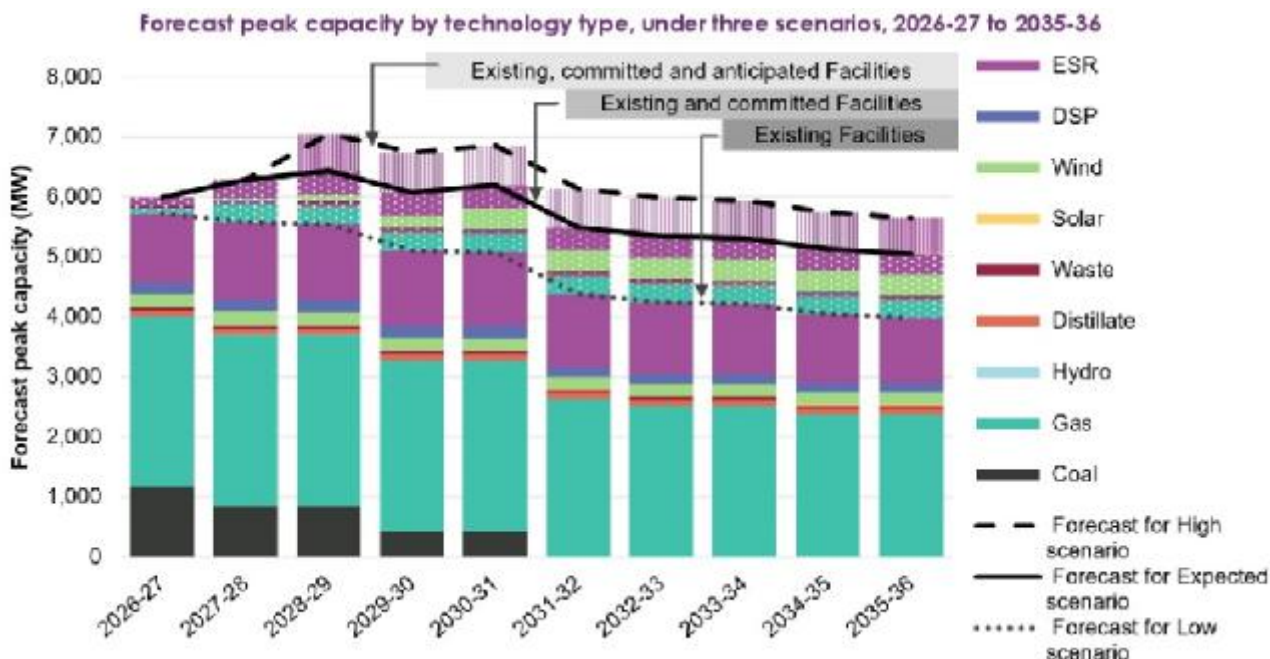
Австралийский АЕМО, совмещающий функции оператора национального рынка электроэнергии (NEM) и системного оператора восточной и южной энергосистем страны, опубликовал очередной ежегодный доклад о функционировании оптового рынка и перспективах развития изолированной от NEM Юго-Западной ОЭС (South West Interconnected System, SWIS) штата Западная Австралия на период до планового 2035-2036 года – Wholesale Electricity Market Electricity Statement of Opportunities (WEM ESOO).

По данным WEM ESOO, общая располагаемая мощность полностью покрывает прогнозируемый спрос до 2028-2029 гг. Улучшение для SWIS краткосрочных прогнозов по балансовой надежности в значительной степени обусловлено высокими темпами инвестирования и реализацией государственных инициатив.



К 2030-2031 гг. запланирован ввод в эксплуатацию более 1 ГВт новой генерации и СНЭЭ, и значительное количество проектов уже находится на различных этапах реализации. Активное внедрение распределенных ресурсов (DERs), включая бытовые СНЭЭ при поддержке государственных программ, также способствует укреплению надежности в краткосрочной перспективе. К 2028-2029 гг. агрегация кровельных солнечных установок и бытовых СНЭЭ в рамках виртуальных электростанций обеспечит снижение вечернего максимума на 200 МВт.





В десятилетней перспективе потребление электроэнергии в SWIS вырастет более чем на 50% на фоне демографического роста и ускоренной электрификации различных секторов экономики. Несмотря на высокие темпы инвестирования в новые мощности на текущем этапе, во второй половине прогнозного периода потребуются дополнительные капиталовложения для покрытия растущего спроса и замещения стареющих ТЭС, планируемых к постепенному выводу из эксплуатации.

Сохраняется высокий интерес инвесторов к строительству новой генерации: на очередной аукцион по отбору поставщиков мощности (Reserve Capacity Cycle) на период 2028-2029 гг. заявлено более 2 ГВт потенциальных новых проектов. Вместе с тем критически важным условием для SWIS остается своевременный ввод в работу новых энергообъектов и модернизация сетевой инфраструктуры.

Официальный сайт АЕМО
<http://www.aemo.com.au>

