



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

17.10.2025 – 23.10.2025



Испанский REE ужесточает требования к ВИЭ-генерации для снижения скачков напряжения в электрической сети

Системный оператор Испании REE объявил о внесении изменений в политику интеграции ВИЭ в энергосистему с целью уменьшения резких скачков напряжения в сети. В частности, REE принял решение ограничить время набора/снижения нагрузки для генерирующих установок на базе ВИЭ 15-минутным интервалом (время выхода с нуля на полную мощность и наоборот) согласно положениям приказа отраслевого министерства. REE через Центр управления возобновляемой энергией (Centro de Control de Energías Renovables, CECRE) разослал по всей стране соответствующее уведомление.

Предельное время ≈ 120 с было установлено в ноябре 2024 г., что позволило солнечной и ветровой генерации участвовать в рынках и оказании системных услуг по поддержанию баланса. С 8 октября все солнечные фотоэлектрические и ветровые установки (на базе силовой электроники), подключенные к энергосистеме примерно с 2018 г., должны выполнять требование о 15 минутах. Требование распространяется и на подключаемые к энергосистеме новые ВИЭ. Предполагается, что так REE получит больше возможностей для маневра при управлении режимами. Нововведение было обусловлено тем, что и спустя пять месяцев после системной аварии 28 апреля 2025 г. продолжают скачки напряжения в испанской сети, несмотря на принятые меры.

При этом некоторые энергокомпании утверждают, что фиксируются сильные колебания напряжения, но «ни в коем случае не наблюдается скачков в сети», другие – что в конце сентября снова эпизодически наблюдались сильные колебания, близкие к предельным значениям, которые и побудили REE принять такое решение.

15-минутный интервал, затрагивающий тысячи ВИЭ-установок, кроме того, что введен в течение недели без предварительного уведомления, окажет серьезное экономическое воздействие на действующие объекты и на и без того проблемное финансирование проектов в области ВИЭ. Переход на новое время набора нагрузки означает, что выход на полную мощность увеличивается на 13 мин, следовательно, уменьшается объем выдаваемой электроэнергии и получаемые собственником установки доходы. Более того, по оценке инвесторов, хуже всего то, что это выводит ВИЭ-генерацию с некоторых рынков, так как установленная скорость набора нагрузки делает ее неконкурентоспособной по сравнению с оперативными резервами на базе других технологий, например, ПГУ. Не имея возможности предложить нужное время отклика, ВИЭ останутся за пределами рынка и потеряют доход.

В настоящее время экономическая ситуация, в первую очередь, в отношении фотоэлектрических СЭС уже ухудшается из-за постоянных технических ограничений, которым они подвергаются, и снижения их экономических показателей, связанных с увеличением часов с низкими или отрицательными ценами на электроэнергию, что делает многие фотоэлектрические установки нежизнеспособными. С добавлением новых ограничений финансово-экономическая ситуация для солнечной генерации станет еще более сложной.

Официальный сайт *El Periódico de la Energía*
<http://www.elperiodicodelaenergia.com>



Шведский Svenska kraftnät завершил тендер для формирования стратегического резерва мощности без объявления победителей

Шведский системный оператор Svenska kraftnät объявил о завершении тендера по закупке ресурсов для формирования стратегического резерва мощности на зимний период – с 16 ноября 2025 г. по 15 марта 2026 г. – без объявления победителей.

Svenska kraftnät формирует стратегический резерв для обеспечения баланса в самых неблагоприятных погодных условиях в соответствии с законодательством ЕС. Законтрактованные энергоресурсы должны иметь очень высокую доступность и не могут участвовать в рынке электроэнергии или балансирующем рынке в течение срока действия контракта, что ограничивает число объектов, технически способных и экономически заинтересованных во включении в резерв.

На будущую зиму Svenska kraftnät планировал сформировать резерв 800 МВт. Из прошедших квалификационный отбор 6 поставщиков в категориях «производители электроэнергии» и «потребители с управляемой нагрузкой» заявки на участие в тендере подали 3 поставщика из категории «производители электроэнергии», но ни с одним из них не был заключен контракт. Причиной стало то, что предложенные ими цены были значительно выше максимума, одобренного Еврокомиссией, который для Швеции составляет 120 000 шведских крон за МВт.

Неудача с формированием резерва – важного инструмента для обеспечения бесперебойного электроснабжения в случае возникновения дефицита мощности – вызвала озабоченность Svenska kraftnät, отмечающего отсутствие в арсенале системного оператора механизмов, способных полностью компенсировать отсутствие резерва. Риск возникновения дефицита этой зимой считается низким – даже если он все же возникнет, то будет непродолжительным, и его можно будет устранить рыночными мерами, как во время энергетического кризиса в 2022 г., когда рынок отреагировал на дефицит генерации ростом цен, и компании и домохозяйства быстро сократили потребление, что позитивно сказалось на восстановлении энергобаланса. В качестве крайней меры Svenska kraftnät может применить оперативные отключения потребителей. При этом в долгосрочной перспективе ожидается увеличение риска возникновения дефицита, что делает важным пересмотр существующей нормативно-правовой базы, которая, как показали результаты тендера, практически не позволяет обеспечить резерв не только на эту зиму, но и на следующие. Svenska kraftnät будет совместно с правительством и отраслевым регулятором искать решение проблемы.

Официальные сайты Svenska kraftnät
<http://www.svk.se>

Австрийский APG провел учения по управлению режимом работы энергосистемы в условиях ограниченных энергоресурсов в федеральной земле Штирия

Австрийские системный оператор APG, отраслевой регулятор E-Control и оператор распределительных сетей Energienetze Steiermark провели 25-26 сентября 2025 г. в Граце масштабные антикризисные учения, в которых приняли участие представители Федерального министерства экономики, энергетики и туризма, федеральной земли Штирия, энергокомпаний Energie Steiermark и Verbund, а также некоторых промышленных предприятий.

В качестве смоделированного сценария были приняты следующие условия: чрезвычайно жаркое лето при низком уровне воды в реках и постоянном отсутствии ветра, ограничения выработки гидрогенерации и проблемы эксплуатации ТЭС по всей



Европе из-за дефицита охлаждающей воды и запасов топлива. Дополнительным осложнением стало некоторое увеличение потребления из-за массового включения кондиционеров. В соседних странах возникли проблемы с выработкой ВИЭ-генерации и потреблением. Кроме того, имели место внезапный отказ крупной ГАЭС в Австрии и из-за этого невозможность обеспечить круглосуточное электроснабжение.

Особое внимание было уделено взаимодействию между органами власти и другими заинтересованными сторонами и привлечению к сокращению потребления крупных энергоемких промышленных предприятий.

По итогам учений в ближайшие недели будет подготовлен подробный анализ для дальнейшего совершенствования методов по защите и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Закон Австрии об управлении энергетикой предусматривает регулярное проведение таких антикризисных мероприятий.

Официальный сайт APG
<http://www.apg.at>

Немецкий отраслевой регулятор фиксирует снижение длительности перебоев в энергоснабжении в 2024 г.

Федеральное сетевое агентство (Bundesnetzagentur, BNetzA) – отраслевой регулятор Германии – опубликовало данные о перебоях в электроснабжении за 2024 г. Средняя продолжительность отключения электроэнергии на одного конечного потребителя составила в прошлом году 11,7 мин по сравнению с 12,8 мин в 2023 г. Это значение ниже десятилетней средней продолжительности перебоев в 12,7 мин на одного потребителя. Сравнение с соседними странами также показало, что немецкая энергосистема остается одной из самых надежных в Европе.

Системные операторы Германии ежегодно предоставляют в BNetzA отчеты обо всех произошедших в их сетях перебоях в электроснабжении продолжительностью более трех минут с указанием времени, продолжительности, масштаба и причины. В 2024 г. в сетях низкого и среднего напряжения было зарегистрировано в общей сложности 164 645 случаев. Хотя количество сообщений увеличилось на ≈6 300 по сравнению с прошлым годом, средняя длительность перебоев на одного потребителя снизилась.

Регулятор рассчитывает индекс SAIDI - средней продолжительности перебоев (System Average Interruption Duration Index, [SAIDIEnWG](#)) на основе всех незапланированных прерываний в подаче электроэнергии, не связанных с форс-мажорными обстоятельствами. Индекс отражает среднюю продолжительность на одного подключенного конечного потребителя в течение календарного года.

Официальный сайт Bundesnetzagentur
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Датский Energinet объявил о вводе в эксплуатацию первой части высоковольтного соединения переменного тока West Coast Line

Датский системный оператор Energinet ввел в эксплуатацию ВЛ 400 кВ между ПС Endrup в Эсбьерге на юге и ПС Stovstrup недалеко от Скьерна на западе страны – первую из трех частей высоковольтного соединения West Coast Line протяженностью 172 км, которое идет вдоль западного побережья – от ПС Idomlund до датско-немецкой границы.





Подавляющая часть West Coast Line (146 км) будет проложена в габаритах ВЛ с установкой 438 опор нового типа, но на протяжении 26 км соединение может быть проложено в габаритах подземных КЛ. Кроме того, планируется реконструировать несколько высоковольтных ПС. Строительство West Coast Line является важной частью укрепления национальной энергосистемы, над которым в настоящее время работает Energinet, и необходимым условием для обеспечения возможности поставок от ВЭС и СЭС по всей стране.

Следующий этап – ввод участков между ПС Endrup и датско-немецкой границей и между ПС Stovstrup и ПС Idomlund – запланирован на весну 2026 г.

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

Немецкий BNetzA полностью завершил процедуру утверждения HVDC-соединения SuedLink

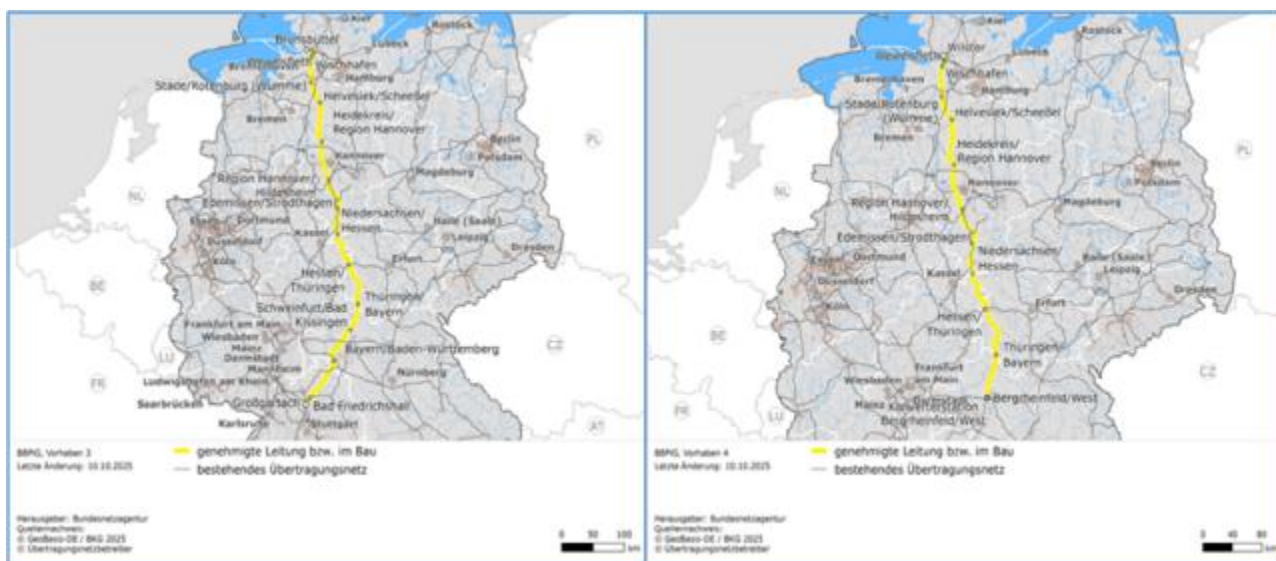
Отраслевой регулятор Германии объявил о завершении процедуры утверждения заключительного 75-километрового участка D1 HVDC-соединения SuedLink. Точный маршрут участка определен, и системный оператор TransnetBW может приступить к строительству.

Состоящий из двух веток (проект 3 и 4), параллельно прокладываемых в общем коридоре, D1 начинается в долине реки Верра вблизи Херлесхаузена (федеральная земля Гессен), идет по восточной стороне долины на юг до Хеннеберга (федеральная земля Тюрингия) и заканчивается к югу от государственной границы, где соединяется с уже утвержденным участком D2.



SuedLink ± 525 кВ протяженностью 700 км и пропускной способностью 4 ГВт обеспечит передачу электроэнергии, вырабатываемой кластером шельфовых ВЭС на севере, к промышленным центрам на юге страны, в федеральных землях Бавария и Баден-Вюртемберг. SuedLink является одним из крупнейших национальных проектов, осуществляемых в рамках энергоперехода, и реализуется совместно двумя немецкими системными операторами – TransnetBW и TenneT.

Проект 3 соединяет Брунсбюттель (федеральная земля Шлезвиг-Гольштейн) и Гросгартах/Лайнгартен в Баден-Вюртемберге, проект 4 идет от Вильстера в Шлезвиг-Гольштейне до региона Берграйнфельд в Баварии. Строительство в обоих случаях ведут в габаритах подземных КЛ. На большей части маршрута обе части соединения будут проложены параллельно. Ввод в эксплуатацию всего соединения запланирован на 2028 г.



Для отрезка SuedLink под Эльбой в районе Глюкштадта в Шлезвиг-Гольштейне будет проложен кабельный туннель длиной 5,5 км с возможностью обслуживания. В Баден-Вюртемберге на отрезке Бад-Фридрихсхалль– Лайнгартен 16 км соединения пройдут по руднику компании Südwestdeutsche Salzwerke, где в горном массиве проведены новые штреки и стволы для прокладки КЛ к точке подключения к сети в Гросгартах.

Официальный сайт Bundesnetzagentur
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Румынская Hidroelectrica готовится оснастить СНЭЭ все свои русловые ГЭС

Государственная компания Hidroelectrica – ведущий румынский производитель электроэнергии и основной поставщик технологических услуг в энергосистеме страны – намерена оснастить СНЭЭ все свои русловые ГЭС. Нововведение позволит эффективнее управлять нагрузкой ГЭС, перенаправляя избытки электроэнергии, производимой днем, на вечерний пик потребления. Главной целью проекта является сокращение суточных колебаний цен на электроэнергию на бирже – в течение суток наблюдаются семь-восемь временных интервалов, когда цены достигают минимума или становятся отрицательными. Превращение ГЭС в гибридные энергокомплексы даст возможность выровнять график работы гидротурбин, сократить холостые сбросы и увеличить выработку.



В настоящее время Hidroelectrica активно развивает несколько направлений модернизации энергообъектов: установка СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторов на ВЭС Crucea Nord и на ГЭС Iron Gate 2 на Дунае и установка фотоэлектрических систем на крышах станционных зданий ГЭС.

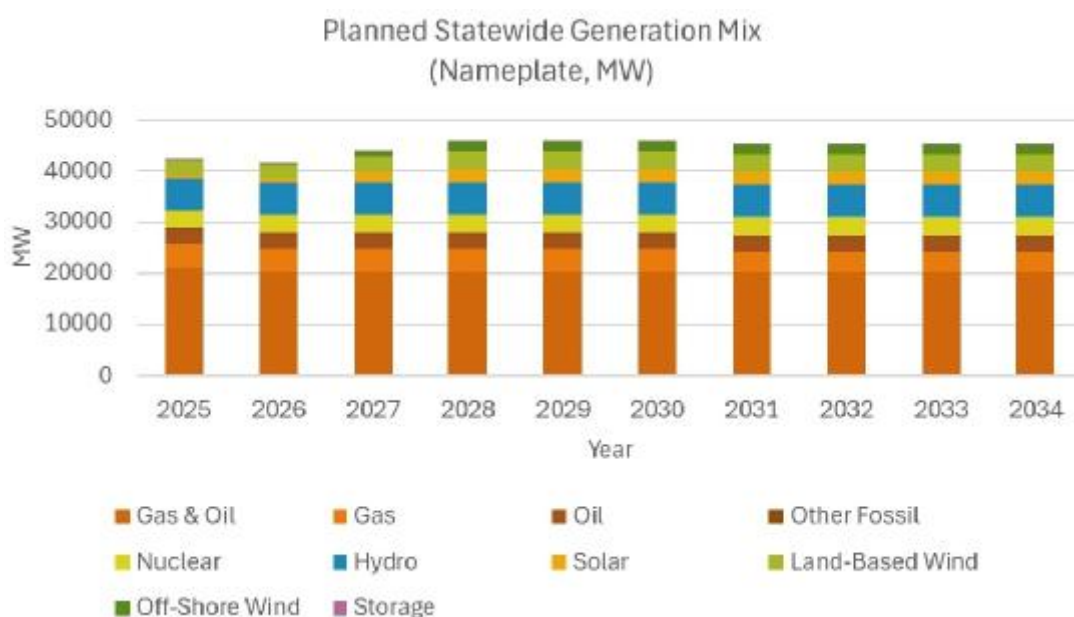
Официальный сайт Balkan Green Energy News
<http://www.balkangreenenergynews.com>

АМЕРИКА

Американский NYISO отметил риски для балансовой надежности с связи с ростом новой нагрузки потребления и стареющей генерацией

По проекту комплексного плана обеспечения балансовой надежности на 2025-2034 гг. (2025-2034 Comprehensive Reliability Plan, CRP), подготовленного системным оператором штата Нью-Йорк NYISO, в перспективе до 2034 г. возможен значительный разброс в сценариях обеспечения надежности – от достаточного объема резервов мощности до риска возникновения до 10 ГВт дефицита. Анализ учитывает совокупное воздействие ряда системных факторов, включая устаревание парка генерации, усиление климатических изменений, задержки в реализации проектов строительства генерации и сетевой инфраструктуры и ускоренный рост нагрузки потребления.

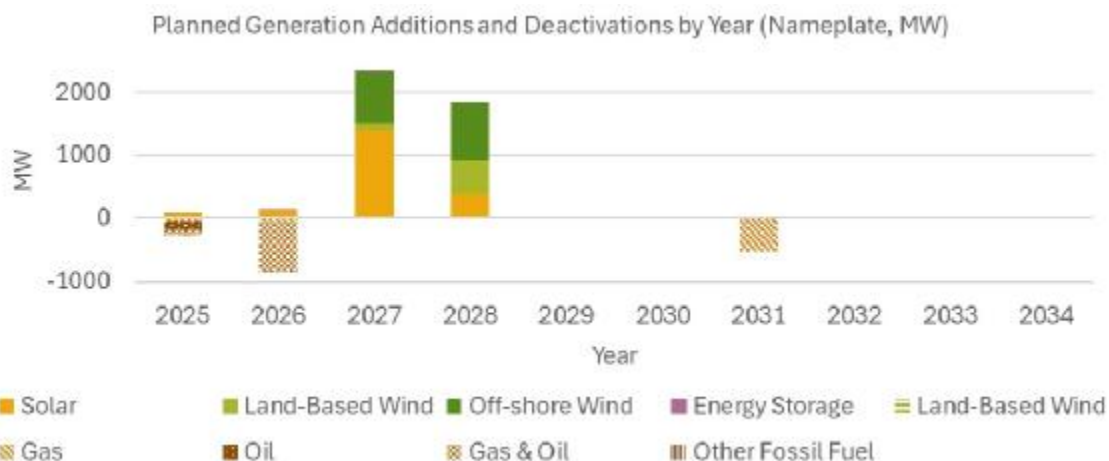
Проект CRP содержит оценку влияния каждого из выявленных рисков, а также моделирование комбинированных сценариев, которые разрабатывались с учетом экстремальных (наилучших и наихудших) исходов по каждому фактору. Всего было рассмотрено 11 базовых сценариев, отражающих различные сочетания прогнозов спроса, темпов ввода новой генерации, вывода из эксплуатации действующих объектов, реализации инфраструктурных проектов и метеорологических условий.



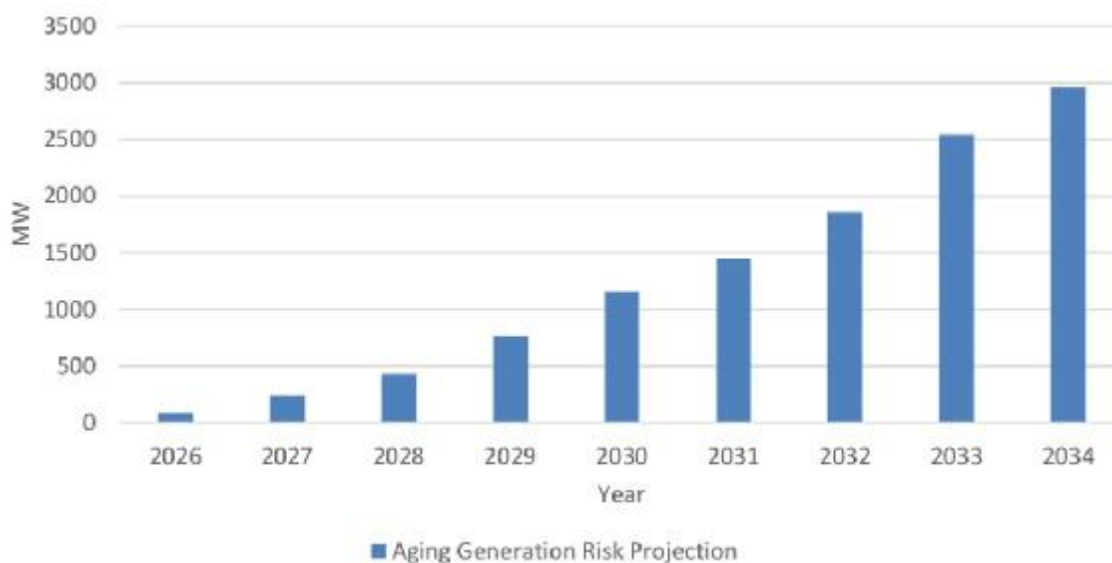
Большинство сценариев и их комбинаций указывают на постепенное снижение суммарной располагаемой мощности генерации в период до 2034 г., при этом наиболее благоприятные сценарии предусматривают, что к 2034 г. будет профицит,



сопоставимый с текущим, – около +2 000 МВт. Наиболее неблагоприятные прогнозы – дефицит мощности до 10 000 МВт.



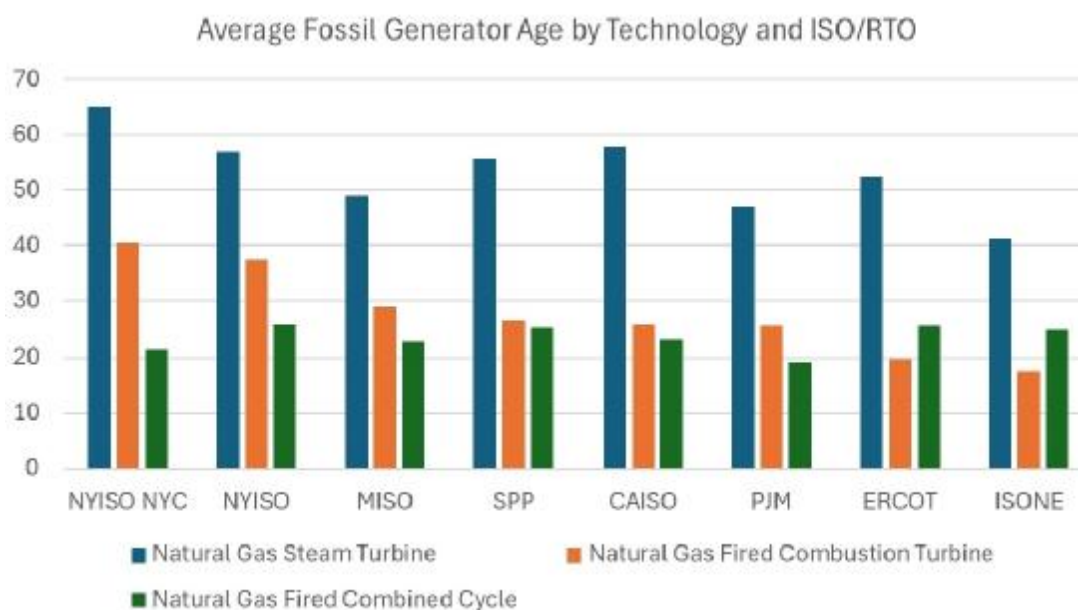
Из совокупности сценариев лишь два обеспечивают балансовую надежность к 2034 г. как в летний, так и в зимний периоды. Первый основан на прогнозе низкого роста нагрузки потребления (Lower Demand), содержащемся в Gold Book 2025 Load & Capacity Data – ежегодном обзоре NYISO, где приводятся долгосрочный прогноз и оценка надежности энергосистемы штата на десять лет вперед. Второй предполагает безусловную реализацию всех проектов из очереди на техприсоединение, а также возможность задействования номинальной мощности всех СНЭЭ, установленных в энергосистеме штата, в часы пиковых нагрузок.



В проекте CRP подчеркнута необходимость ускорения вводов новой генерации и сохранения критически важных диспетчируемых объектов (dispatchable resources), способных обеспечивать системную надежность в условиях пиковой нагрузки и низкой выработки ВИЭ-генерации. Кроме этого, согласно краткосрочной оценке балансовой надежности (NYISO Short-Term Assessment of Reliability, STAR), выпущенной в третьем квартале 2024 г., энергосистема всего штата может столкнуться с дефицитом в объеме до 650 МВт уже летом 2026 г. STAR, охватывающая пятилетний период, выявила риски для системной надежности еще и на Лонг-Айленде (лето 2027 г., дефицит 39-116 МВт) и в низовьях долины Гудзона (2030 г.), хотя их масштаб заметно меньше, чем для г. Нью-Йорка.



Основной причиной риска возникновения дефицита является предстоящее закрытие газовых ТЭС Gowanus и Narrows, которые временно поддерживаются в работе по установленному в штате «правилу для пиковых электростанций», т.е. используемых для обеспечения системной надежности. NYISO отмечает, что риск дефицита может быть устранен после ввода в строй строящихся HVDC-соединения Champlain Hudson Power Express и шельфовой ВЭС Empire Wind, хотя необходимо провести оценку возможности полного замещения мощности ТЭС Gowanus и Narrows указанными объектами. По «правилу пиковых электростанций» системный оператор может продлить их работу до мая 2029 г., но дальнейшая эксплуатация возможна только при условии соответствия их экологическим требованиям штата.



Риск дефицита на Лонг-Айленде обусловлен выводом из работы ТЭС Pinelawn и ТЭС Far Rockaway, и он будет частично компенсирован вводом в эксплуатацию шельфовой ВЭС Sunrise Wind в 2028 г. и HVDC-соединения Propel NY Energy в 2030 г. В то же время NYISO предупреждает, что реальные риски могут оказаться гораздо выше прогнозируемых, учитывая старение парка генерации (одного из самых старых в США), рост частоты и продолжительности аварийных остановок оборудования, а также вероятность дополнительных выводов генерирующих мощностей.

Официальный сайт NYISO
<http://www.nyiso.com>

Американский PJM Interconnection предложил упростить правила технологического присоединения энергоресурсов к распределительной сети

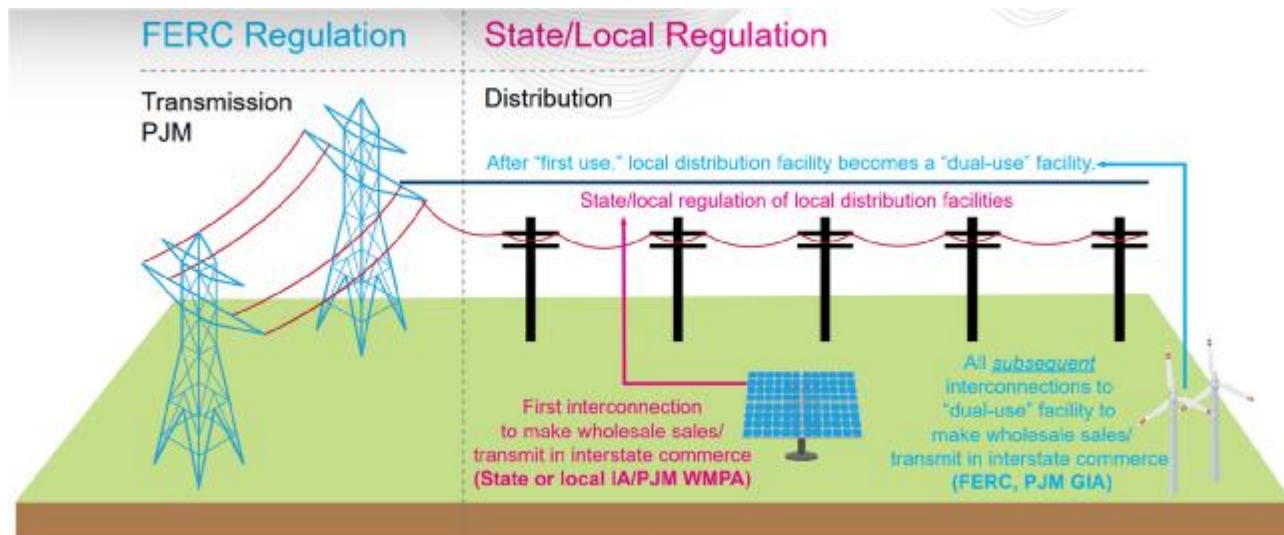
Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection¹ направил на согласование в Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) предложения об упрощении правил техприсоединения к распределительной сети всех генерирующих объектов в операционной зоне, чтобы получить возможность перераспределить время и ресурсы в пользу работы над присоединением объектов к

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.



передающей сети и обеспечить разработчикам проектов большую прозрачность в отношении процесса техприсоединения на ранних этапах рассмотрения заявок.

Нововведения предусматривают отмену правила так называемого «первого использования» (first-use), введенного FERC еще в 2003 г., по которому заявки для объектов на уровне распределительной сети, но задействованных в оптовой торговле электроэнергией между штатами, обрабатываются в соответствии с требованиями федерального законодательства, а не соответствующего штата или местных органов власти, устанавливающих условия подключения к распределительной сети.



Такие объекты, часто весьма маломощные, относятся к юрисдикции FERC и проходят полный процесс техприсоединения PJM. Кроме того, все генерирующие ресурсы, подключаемые к местной распределительной сети впоследствии, получают статус объектов «двойного использования» (dual-use) и, таким образом, подпадают под правило first-use.

PJM предлагает передать их из ведения FERC органам власти штатов и местных муниципалитетов, для осуществления оптовой торговли они будут заключать с PJM соглашение об участии в оптовом энергорынке (Wholesale Market Participation Agreement, WMPA).

Изменения затронут ≈12-15% объектов, введенных в эксплуатацию с момента начала работы WMPA до настоящего времени. Согласование FERC позволит PJM выделить больше времени на обработку заявок для подключения к передающей сети и повысить роль регулирующих органов – партнеров PJM – на уровне штатов и на местах в установлении правил подключения к распределительной сети. В случае одобрения комиссией упрощенный процесс будет запущен с конца апреля 2026 г.

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

Корпорация WPP отклонила запрос на продление срока для подтверждения участия в программе по обеспечению балансовой надежности западных штатов США

Корпорация Western Power Pool (WPP) отклонила запрос энергокомпании PacifiCorp отложить на год срок, к которому требуется подтвердить участие зимой 2027-2028 гг. в первом «обязательном» этапе Western Resource Adequacy Program



(WRAP) – специальной программы по обеспечению балансовой надежности для западных штатов.

WRAP предназначается для энергокомпаний и предприятий коммунального электроснабжения, договорившихся о совместной оценке надежности и распределении ресурсов. WRAP реализуется WPP, оператором программы является корпорация Southwest Power Pool (SPP)², которая отвечает за техническую реализацию WRAP и работоспособность ПО.

WPP обосновала отказ тем, что перенос срока негативно скажется на ходе реализации программы и не соответствует «принципам и духу установленного управленческого процесса». Тем временем в сентябре 11 ключевых участников WRAP уже подтвердили свое участие в первом этапе, обеспечив тем самым необходимую «критическую массу» для реализации программы, и любая задержка, по мнению WPP, поставит прогресс в ее выполнении под угрозу. Кроме того, 10 из 11 участников подтвердили и участие в Markets+³, членство в которой предполагает обязательное участие в WRAP. PacifiCorp, со своей стороны, с 2026 г. станет участником EDAM⁴, который не предусматривает требований по обеспечению надежности.



Решение WPP, озвученное до 31 октября – срока подтверждения участия, – усиливает неопределенность в отношении тех участников WRAP, которые в итоге могут выйти из WRAP до начала взимания штрафных санкций. Ранее компания NV Energy уже уведомила отраслевого регулятора штата Невада о намерении покинуть

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

³ Markets+ – программа SPP, целью которой является объединение технологических платформ рынка на сутки вперед и балансирующего рынка (Western Energy Imbalance Service, WEIS).

⁴ Рынок на сутки вперед (Extended Day-Ahead Market) под управлением калифорнийского системного оператора CAISO, запуск которого запланирован на 2026 г.



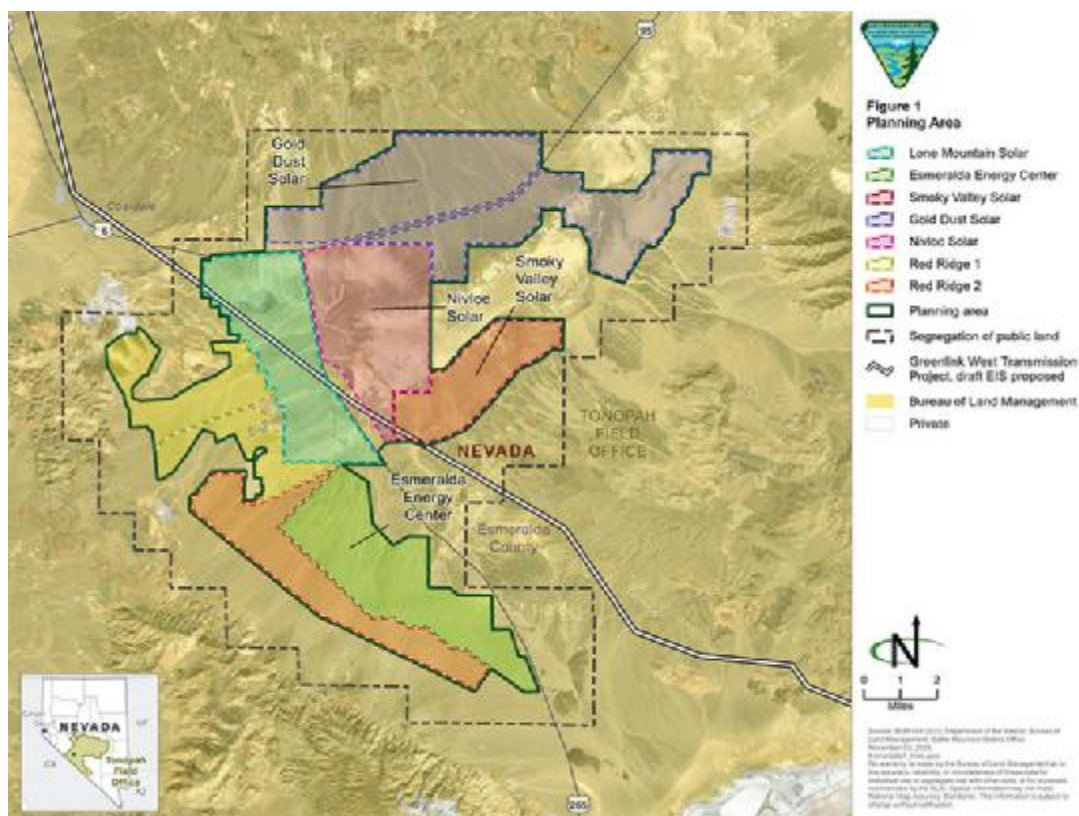
программу. PacifiCorp заявила, что примет решение о дальнейших шагах до конца октября, включая возможный выход из WRAP.

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

МВД США внесло коррективы в процедуру рассмотрения проекта энергокомплекса Esmeralda 7 в штате Невада

После того, как по решению Бюро по управлению земельными ресурсами США (Bureau of Land Management, BLM) – агентства в составе Министерства внутренних дел (DoI) США – статус проекта Esmeralda 7 в федеральном реестре изменился на «отменен», DoI выпустило уточнение, что на самом деле речь идет об изменении подхода к рассмотрению проекта.

Энергокомплекс Esmeralda 7 суммарной мощностью 6,2 ГВт в составе семи СЭС мощностью от 500 МВт до 1,5 ГВт и аккумуляторных СНЭЭ, который планируют построить на федеральных землях на западе Невады, будет разбит на отдельные объекты, и разработчики будут подавать для них отдельные заявки.



Такой подход, по мнению DoI, обеспечит более тщательную оценку и более ответственный подход. Пока неясно, как решение BLM повлияет на сроки реализации и будут ли построены все предложенные проекты, которые даже по отдельности являются одними из крупнейших объектов солнечной генерации в США.

По крайней мере один из разработчиков – компания NextEra Energy – намерен продолжить работу над своей СЭС Esmeralda мощностью 1 ГВт с аккумуляторной СНЭЭ. Также в состав Esmeralda 7 входят:

- СЭС Lone Mountain 1 ГВт с аккумуляторной СНЭЭ 500 МВт;



- СЭС Gold Dust 1,5 ГВт с аккумуляторной СНЭЭ 1 ГВт;
- СЭС Nivloc 500 МВт с аккумуляторной СНЭЭ;
- СЭС Smoky Valley 1 ГВт с аккумуляторной СНЭЭ;
- СЭС Red Ridge 1 и 2 по 600 МВт каждая с аккумуляторными СНЭЭ.

Разработчики планировали объединить свои проекты с помощью строящейся ЛЭП 525 кВ Greenlink West, поэтому каждый предусматривал и строительство ЛЭП для подключения к энергосистеме на ПС Esmeralda, сооружаемой для Greenlink West.

Greenlink West и вторая будущая ЛЭП 525 кВ Greenlink North на севере должны обеспечить поставки от ВИЭ почти на всей территории штата – в перспективе вместе с действующей ЛЭП One Nevada 500 кВ они сформируют треугольник магистральных ВЛ вокруг Невады.

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

В Конгресс США представлен законопроект для ускорения процесса рассмотрения заявок на строительство ЛЭП в составе NIETC

В Палате представителей Конгресса США представлен законопроект, который призван ускорить процесс выбора места и получения разрешений на строительство ЛЭП (Streamlining Powerlines Essential to Electric Demand (SPEED) and Reliability Act).

Предыдущие попытки реформировать систему выдачи разрешений требовали комплексного пересмотра федерального законодательства, новый закон в случае его принятия оптимизирует процедуру посредством внесения изменений в программу создания «коридоров по передаче электроэнергии общенационального значения» (National Interest Electric Transmission Corridors, NIETC).

NIETC – территория, где уже выявлены или ожидаются ограничения пропускной способности передающей сети (сетевые перегрузки). Статус NIETC для реализуемых на данной территории проектов дает доступ к федеральному финансированию и разрешительным инструментам, позволяющим Минэнерго (DoE) США участвовать в проектах строительства сетевой инфраструктуры в качестве основного заказчика и выделять прямые займы на их реализацию.

Законопроект лишает DoE возможности единолично определять трассу NIETC, дает FERC полномочия по организации централизованной экологической экспертизы всех проектов и выдаче разрешений на строительство отдельных ЛЭП. Кроме того, дополнительные меры для защиты интересов потребителей предусматривают распределение расходов на строительство ЛЭП только между бенефициарами. Действующее законодательство в области строительства сетевой инфраструктуры сохраняется, штаты получают не меньше года для рассмотрения заявки на ЛЭП, прежде чем разработчики смогут получить согласование федерального регулятора. В частности, в законопроекте конкретно определены местоположение и распределение затрат на строительство ЛЭП, которые проходят по территории операционной зоны системного оператора Техаса ERCOT.

Новый закон будет применяться к любым ЛЭП 100 кВ и выше, задействованным в торговле электроэнергией между штатами или во внешней торговле.

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



АВСТРАЛИЯ

Австралийская Transgrid приступила к строительству ВЛ 500 кВ HumeLink в штате Новой Южный Уэльс

Австралийская компания Transgrid – собственник передающей сети в штате Новый Южный Уэльс – начала строительство ВЛ 500 кВ HumeLink протяженностью 365 км между городами Вагга-Вагга, Баннаби и Марагл. Восточную (HumeLink East) и западную (HumeLink West) части маршрута ВЛ будут строить разные подрядчики. Ввод в эксплуатацию планируется в 2027 г. Стоимость проекта составит \$ 4,89 млрд.

Строительство ВЛ 500 кВ HumeLink рассматривается как важная инвестиция в энергопотенциал Нового Южного Уэльса, которая позволит расширить возможности для интеграции в энергосистему порядка 3 ГВт мощности ВИЭ-генерации на юге и юго-западе штата, использовать весь потенциал ГАЭС Snowy Hydro 2,2 ГВт и снизить совокупные расходы потребителей более чем на \$ 1 млрд.



В начале 2025 г. корпорация Clean Energy Finance Corporation (CEFC), активно поддерживающая проекты на базе ВИЭ, выделила около \$ 450 млн льготного кредита и еще \$ 1 млрд субординированного займа на HumeLink. До этого в 2024 г. CEFC выделила \$ 140 млн на другой крупный проект Transgrid – HVAC-соединение VNI West между Новым Южным Уэльсом и соседним штатом Виктория.

Официальный сайт Renewables Now
<http://www.renewablesnow.com>

