



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

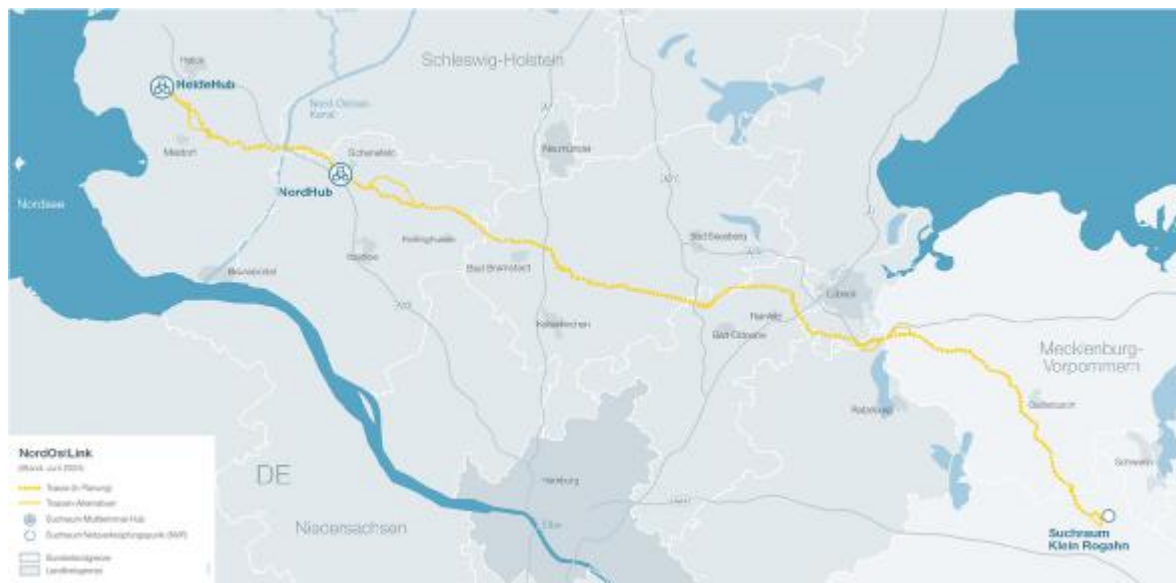
# Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем

26.07.2024 – 01.08.2024



## Разработчики проекта HVDC соединения NordOstLink подали заявку на утверждение плана реализации проекта в Федеральное сетевое агентство Германии

Немецкий системный оператор 50Hertz и немецко-нидерландский системный оператор TenneT подали заявку в Федеральное сетевое агентство Германии на утверждение плана реализации проекта сооружения HVDC соединения NordOstLink протяженностью ≈190 км, строительство которого предусмотрено Планом развития электрической сети на период до 2032 г. Проект сооружения NordOstLink является частью масштабного проекта StromNetzDC<sup>1</sup>, реализуемого немецкими системными операторами TenneT, TransnetBW и 50Hertz.



Заявка содержит описание проекта, а также предложение по маршруту соединения и дальнейшему объему исследований. После завершения процедуры утверждения плана реализации проекта NordOstLink и получения согласования Федерального сетевого агентства (на этапе согласования определяется точный маршрут NordOstLink в границах предпочтительных полос отвода) можно будет приступить к строительным работам.

Для проекта соединения NordOstLink определена предпочтительная полоса отвода, начинающаяся от г. Хайде, расположенного на побережье Северного моря в федеральной земле Шлезвиг-Гольштейн<sup>2</sup>, до федеральной земли Мекленбург-Передняя Померания<sup>3</sup>. Точками подключения NordOstLink к сети централизованного

<sup>1</sup> Целью реализации проекта StromNetzDC является сооружение 4-х новых HVDC соединений напряжением ±525 кВ для обеспечения режимных условий для интеграции в энергосистему Германии объектов генерации на базе ВИЭ. StromNetzDC включает следующие соединения:

- NordOstLink протяженностью 165 км между федеральными землями Шлезвиг-Гольштейн и Мекленбург-Передняя Померания – совместный проект TenneT и 50Hertz;
- OstWestLink протяженностью 600 км между федеральными землями Нижняя Саксония и Саксония – совместный проект TenneT и 50Hertz;
- NordWestLink между федеральными землями Нижняя Саксония и Баден-Вюртемберг – совместный проект TenneT и TransnetBW;
- SuedWestLink протяженностью 730 км между федеральными землями Шлезвиг-Гольштейн с последующим продлением до Баварии – совместный проект 50Hertz, TransnetBW и TenneT.

<sup>2</sup> Операционная зона TenneT.

<sup>3</sup> Операционная зона 50Herz.



электроснабжения станут две ППС, которые будут построены в г. Хайде (федеральная земля Шлезвиг-Гольштейн) и г. Клайн-Рогане (федеральная земля Мекленбург-Передняя Померания). Суммарная стоимость строительства NordOstLink оценивается примерно в € 5,5 млрд. По NordOstLink будет передаваться электроэнергия (мощностью от 4 ГВт до 12 ГВт), выработанная ветровой генерацией, расположенной на побережье, вглубь страны – в городские и промышленные центры потребления на юге Германии через запланированную к строительству ЛЭП SuedOstLink+. Ожидается, что строительные работы в рамках проекта NordOstLink начнутся в 2028 г., а в 2032 г. соединение будет введено в эксплуатацию.

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

## Использование технологии динамического рейтинга ВЛ позволяет увеличить мощность, передаваемую по линии

Немецко-нидерландский системный оператор Tennet использует технологию динамического рейтинга линии (Dynamic Line Rating, DLR), предусматривающую установку на ВЛ датчиков, которые каждые пять минут измеряют температуру и степень провисания проводов, а на основе полученных данных и прогнозов погоды с помощью специально разработанной IT-платформы системный оператор теперь уже на 56 часов вперед может определить какой объем дополнительной мощности (по сравнению с рассчитанным для стандартных условий) можно передать по ВЛ при благоприятных погодных условиях. Охлаждение проводов ВЛ во многом определяется силой ветра, а использование технологии DLR позволяет определить дополнительную пропускную способность передающей сети при высокой выработке ВЭС, в зависимости от текущих условий, может обеспечить передачу по ВЛ до 30% дополнительной мощности. Ранее технология DLR ранее применялась на магистральных ВЛ напряжением 380 кВ, а теперь она получила более широкое применение, в том числе на ВЛ 110 кВ:



Электрическая сеть Нидерландов становится все более перегруженной, поэтому в ближайшие годы планируется ее значительное расширение. Расширение и модернизация электросетевой инфраструктуры требует больших затрат и времени,



поэтому применение таких интеллектуальных решений, как DLR для более эффективного использования существующей сети имеет важное значение. В дополнение к DLR также используется технология, получившая название «полоса полета» (flight lane), которая предусматривает включение СЭС и ВЭС в резервы мощности, используемые в случае непредвиденных обстоятельств.

Официальный сайт Tennet  
<https://www.tennet.eu>

## Системный оператор Словении увеличил предельное значение присоединяемой мощности для новых и действующих объектов генерации

Системный оператор Словении SEPS с 1 июля увеличил предельное значение присоединяемой мощности для новых и действующих объектов генерации, включая СЭС и ВЭС, с учетом увеличения пропускной способности электрических сетей с нынешних 1 837 МВт до 2 600 МВт (+763 МВт). Эта дополнительная пропускная способность будет распределена между отдельными региональными операторами передающих и распределительных сетей. Распределение пропускной способности регулируется инструктивным документом «Технические условия доступа и присоединения, правила эксплуатации передающей системы». Кроме того, согласно указанному документу, вступившему в силу 28 июня 2024 г., ограничения на присоединяемую мощность не распространяются на СНЭЭ и объекты теплоснабжения. Указанные нововведения касаются не только новых, но и уже утвержденных SEPS заявок на технологическое присоединение.

При определении предельного значения присоединяемой мощности энергообъектов SEPS принимает во внимание не только доступную пропускную способность электрической сети, но и потребности в энергетической гибкости энергосистемы. Так, с 1 июля 2024 г. SEPS увеличил с 577 МВт до 747 МВт предельное значение совокупной присоединяемой мощности энергообъектов, обеспечивающих условия для подключения ВИЭ-генерации, что будет способствовать выполнению политических обязательств Словении по достижению климатических целей ЕС, изложенных в «Комплексном национальном плане по энергетике и климату на 2021-2030 годы» (NECP). NECP, утвержденный правительством страны в 2019 г., устанавливает целевой показатель в 1 700 МВт суммарной установленной мощности фотоэлектрических и когенерационных установок к 2030 г.

Официальный сайт SEPS  
<https://www.sepsas.sk>

## Словенский Центр обработки энергетических данных полностью введен в эксплуатацию

Дочерняя компания словенского системного оператора SEPS – организатор краткосрочного рынка электроэнергии (Organizátor krátkodobého trhu s elektrinou, ОКТЕ) – расширила функциональность Центра обработки энергетических данных (ЦЭД). С 1 июля 2024 г. в соответствии с запланированным графиком ЦЭД наделена дополнительными возможностями для обмена электроэнергией и оказания услуг по обеспечению энергетической гибкости с помощью агрегированных поставщиков.

ЦЭД – это технологическая платформа обмена данными, которая предоставляет участникам энергорынка возможность агрегировать и оценивать



доступную энергетическую гибкость, обмениваться электроэнергией и регистрировать СНЭЭ. Пользователями ЦЭД являются участники энергорынка – генерирующие компании, агрегаторы энергоресурсов, активные потребители, энергетические сообщества, группы совместного использования электроэнергии, операторы СНЭЭ, а также системные операторы и энергосбытовые компании. ЦЭД упрощает обмен данными о поставках электроэнергии между участниками энергорынка и снижает уровень администрирования. ЦЭД дает агрегаторам возможность предоставлять энергоресурсы для обеспечения энергетической гибкости или делиться излишками электроэнергии с конечными потребителями. Агрегаторы могут объединять ресурсы энергетической гибкости в блоки и выбирать способ предоставления услуг по обеспечению энергетической гибкости – в точке потребления, точке присоединения к сети централизованного электроснабжения или непосредственно на энергообъекте.

Процесс запуска ЦЭД был длительным и состоял из нескольких этапов. Первый этап стартовал 1 июля 2023 г., когда началась регистрация новых участников рынка. Следующий этап начался 2 октября 2023 г., когда фактически заработала информационная система ЦЭД, что позволило агрегаторам, операторам СНЭЭ и группам совместного использования электроэнергии осуществлять свою деятельность в рамках ЦЭД. Полная функциональность ЦЭД была достигнута 1 июля 2024 г., когда был запущен новый функционал, позволяющий создавать пулы из одной или нескольких точек поставки услуг по обеспечению энергетической гибкости, обеспечивающих продажу данных услуг на организованных рынках электроэнергии или системных услуг, или в целях минимизации колебаний мощности. При этом агрегатор может управлять блоком поставщиков услуг по обеспечению энергетической гибкости через терминал управления как единым целым.

Официальный сайт SEPS  
<https://www.sepsas.sk>

## Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения оценила надежность работы энергосистемы в 2023 году

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (NERC) опубликовала очередной ежегодный отчет о работе североамериканской энергосистемы и обеспечении балансовой надежности в 2023 г. – «2024 State of Reliability» (SOR 2024). В SOR 2024 представлены краткая характеристика условий функционирования энергосистемы и возникших угроз для надежности электроснабжения потребителей в течение прошлого года, а также оценка мер, принимавшихся для смягчения этих угроз.

В целом работа национальной энергосистемы (bulk power system, BPS) была признана надежной на протяжении всего 2023 г., в аварийных ситуациях удавалось избежать масштабных отключений нагрузки, а электроснабжение потребителей после сильных штормов в США и лесных пожаров в Канаде оперативно восстанавливалось. Тем не менее, по мнению NERC, сохраняются высокие риски для надежности электроснабжения, в первую очередь, из-за продолжающегося роста неплановых отключений энергообъектов. Ситуация усугубляется тем, что на замену закрывающимся угольным ТЭС все чаще приходят инверторные энергоресурсы (inverter-based resources, IBR's), которые нуждаются в улучшении динамических характеристик, что особенно актуально при системных авариях.





В 2023 г. показатель недоступности генерации в течение месяца – WEFOR<sup>4</sup> – для традиционной генерации составил порядка 12%, тогда как в период с 2014 г. по 2022 г. он составлял в среднем 10%. По информации NERC, увеличение часов простоя угольных ТЭС связано с сокращением технического обслуживания угольных энергоблоков по мере приближения срока вывода их из эксплуатации и увеличение цикличности их работы (загрузки/разгрузки) в связи с нестабильной работой ВИЭ-генерации, что оказывает негативное влияние на их эксплуатационную надежность. Также продолжает расти WEFOR ВЭС – с 18,1% в 2022 г. до 18,9% в 2023 г.:

NERC отмечается, что повсеместно сохраняется проблема надежности работы IBR's, поскольку СЭС, ВЭС и СНЭЭ могут «спонтанно» отключаться или снижать нагрузку во время системных аварий. В качестве примера NERC приводит технологические нарушения в 2022 г. и в 2023 г., сопровождавшиеся неплановым снижением нагрузки СЭС и СНЭЭ. Как сообщалось в предыдущем отчете, владельцы

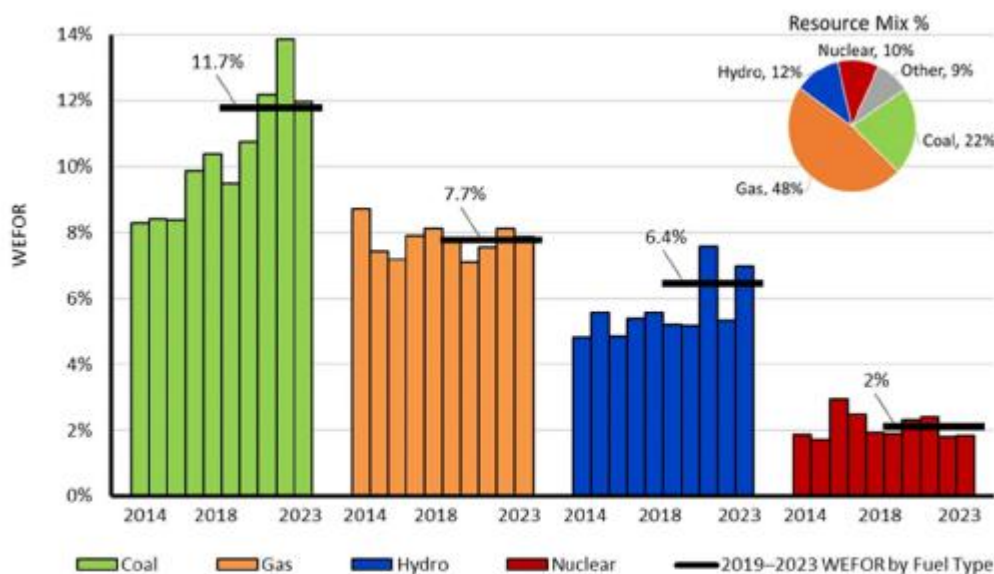


Figure 4: 10-Year Annual Coal WEFOR 2023 Resource Mix by Net Maximum Capacity

и операторы преимущественной доли IBR's не соблюдают рекомендации по эксплуатации, в результате чего порядка 5 200 МВт мощности СЭС подвергаются повышенному риску неплановых отключений. Но при этом NERC также отмечается, что в данном направлении достигнут определенный прогресс: заинтересованные энергосбытовые компании и владельцы энергообъектов в сотрудничестве с производителями инверторного оборудования занимались разработкой специализированного ПО с целью оптимизации технических характеристик действующих IBR's и уже наблюдаются улучшения в эксплуатационных характеристиках данного вида энергоресурсов.

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

<sup>4</sup> Weighted Equivalent Forced Outage Rate (WEFOR) – средневзвешенный коэффициент неплановых отключений – специальный показатель, оценивающий (в %) суммарный объем генерирующих мощностей, недоступных для покрытия нагрузки в течение определенного периода времени.

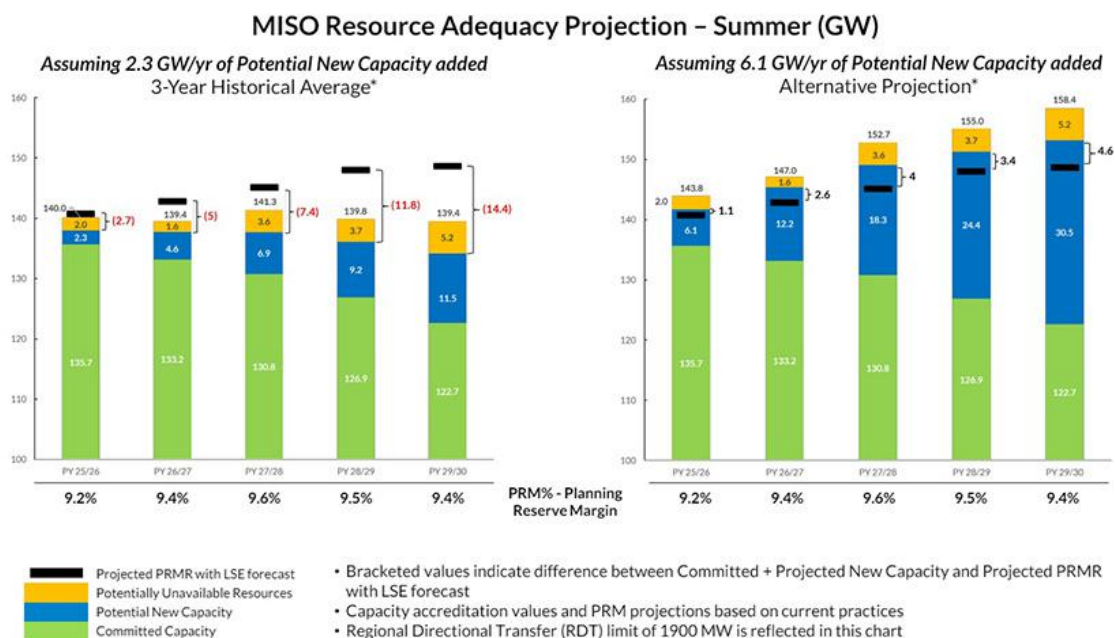


## Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США прогнозирует возможный дефицит мощности в объеме 14 ГВт к середине 2029 года

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США MISO<sup>5</sup> совместно с Объединением отраслевых регуляторов штатов, входящих в его операционную зону – Organization of MISO States (OMS) – опубликовали очередной ежегодный обзор по результатам Исследования балансовой надежности региональной энергосистемы – «2024 MISO-OMS Regional Resource Adequacy Survey» – на ближайшие пять лет (до планового 2029-2030 г.).

Согласно результатам анализа балансовой надежности, начиная с лета 2025 г. MISO может столкнуться с возможным дефицитом совокупной располагаемой мощности энергоресурсов в объеме от 1 ГВт до 3,7 ГВт в центральной и северной части своей операционной зоны, в то время как в южной ее части возможен профицит мощности в размере от 3 ГВт до 4 ГВт. В связи с этим MISO и OMS отмечают необходимость принятия срочных мер, направленных на ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, а также необходимость координации ввода новых энергоресурсов с ростом нагрузки потребления, а также снижения темпов вывода генерирующих объектов из эксплуатации.

В соответствии с двумя рассмотренными сценариями, которые впервые были использованы для анализа балансовой надежности, и которые предусматривают различные темпы прироста новой генерации, к концу десятилетия потенциальный дефицит мощности в центральной и северной части региональной энергосистемы может вырасти до 14,4 ГВт, а профицит мощности в ее северной части – до 4,6 ГВт. Согласно первому сценарию, базирующемуся на данных за трехлетний период (с 2020 г. по 2022 г.), ежегодные вводы генерации составят 2,3 ГВт, а согласно второму сценарию, основанному на прогнозных показателях разработчиков проектов, заключивших соглашения о техприсоединении, ежегодный объем вводов новых генерирующих мощностей составит 6,1 ГВт:



<sup>5</sup> Операционная зона MISO включает полностью или частично энергосистемы штатов Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.



Среди основных рисков для балансовой надежности MISO и OMS отмечают в первую очередь высокие темпы вывода из эксплуатации традиционной генерации, которые могут даже ускориться из-за требований Агентства по охране окружающей среды. При этом, как отмечается MISO и OMS, темпы вводов новых энергоресурсов могут быть ускорены за счет снижения ограничений в цепочке поставок, улучшения процедуры выдачи разрешений и решения вопроса нехватки рабочей силы.

Анализ балансовой надежности показал, что самые высокие риски возникновения дефицита мощности могут возникать в весенний и летний период. В долгосрочной перспективе MISO прогнозируется рост нагрузки потребления за счет увеличения количества ЦОД, электрификации промышленности, увеличения спроса на системы кондиционирования, электромобили и оборудование для выпуска криптовалюты. MISO также отметил, что объемы доступных генерирующих мощностей в периоды повышенных рисков, рассчитанные в рамках анализа балансовой надежности, могут быть завышены, что делает энергосистему в операционной зоне MISO достаточно уязвимой при возникновении угроз для балансовой надежности. В настоящее время FERC рассматривает предложение MISO по пересмотру процедуры аккредитации энергоресурсов для лучшего определения доступных объемов аккредитованных мощностей в периоды повышенной нагрузки на энергосистему.

*Официальный сайт MISO, информационный ресурс RTO Insider  
<https://www.misoenergy.org>, <https://www.rtoinsider.com>*

## **NYISO опубликовал отчет о функционировании энергосистемы и энергорынков и ключевых направлениях развития энергосистемы штата Нью-Йорк**

Системный оператор американского штата Нью-Йорк NYISO опубликовал очередной ежегодный отчет о функционировании энергосистемы и энергорынков и ключевых направлениях развития энергосистемы штата – «Power Trends 2024. Annual Grid and Markets Report». В отчете традиционно представляется официальная позиция NYISO по обеспечению надежности энергосистемы и работе электроэнергетических рынков в условиях осуществления энергоперехода. В документе также изложено видение NYISO необходимых мер для создания надежной и полностью декарбонизированной энергосистемы.

Согласно опубликованным NYISO данным, количество заявок на технологическое присоединение к энергосистеме штата, поступивших от разработчиков проектов строительства электросетевой инфраструктуры и объектов генерации, по сравнению с 2019 г. увеличилось с 275 до 500. Сложившаяся в последние годы динамика обусловлена принятием в штате «Закона о климатическом лидерстве и защите населения» (Climate Leadership and Community Protection Act, CLCPA), а также других законодательных актов, направленных на поддержку экологически чистой электроэнергетики. В соответствии с CLCPA на долю ВИЭ-генерации должно приходиться 70% выработки электроэнергии в штате к 2030 г. и 100% к 2040 г.

Как отмечается NYISO, вывод из эксплуатации электростанций на ископаемом топливе в штате реализуется более высокими темпами, чем ввод новой генерации на базе ВИЭ, в результате чего снижается балансовая надежность энергосистемы штата, особенно энергосистемы г. Нью-Йорка. Так, в период 2019-2023 гг. было





выведено из эксплуатации 5,2 ГВт мощностей генерации на ископаемом топливе, а введено в эксплуатацию и модернизировано 2,3 ГВт генерирующих мощностей.

Параллельно с этим, реализация мер по достижению установленных CLCPA целей предполагает увеличение годового потребления электроэнергии более чем в 2 раза к 2050 г., в связи с чем, требуются значительные инвестиции в строительство и модернизацию электрических сетей с целью устранения возникающих сетевых ограничений на передачу электроэнергии и обеспечения спроса на электроэнергию за счет ВИЭ-генерации.

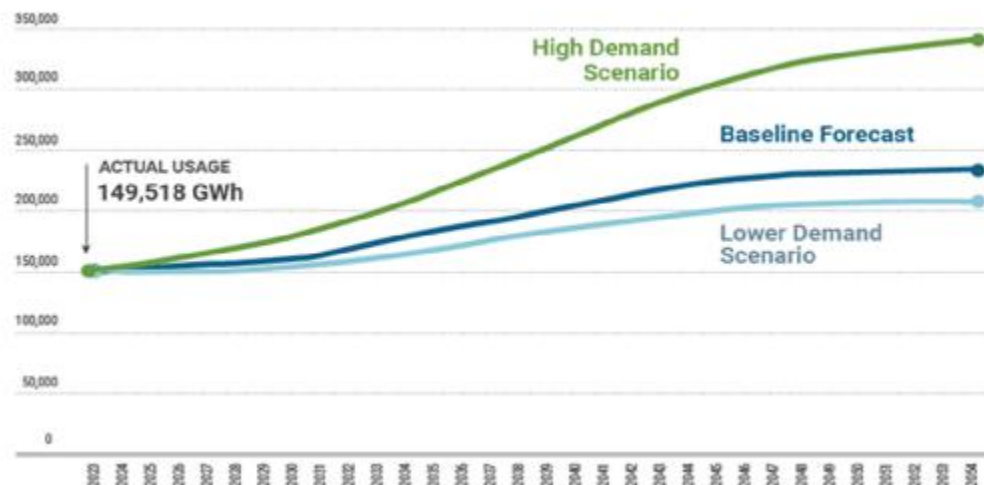


Рис.1. Текущее и прогнозируемое потребление электроэнергии (ГВт\*ч) в период 2023-2053 гг.

К 2030 г. для выполнения требований CLCPA по снижению вредных выбросов потребуется ввести в эксплуатацию 20 ГВт мощности ВИЭ-генерации. При этом большой объем вводов ВИЭ-генерации должен быть обеспечен за счет диспетчируемых безуглеродных энергоресурсов (Dispatchable Emission-Free Resources, DEFR's), которые в настоящее время коммерчески недоступны для использования NYISO.

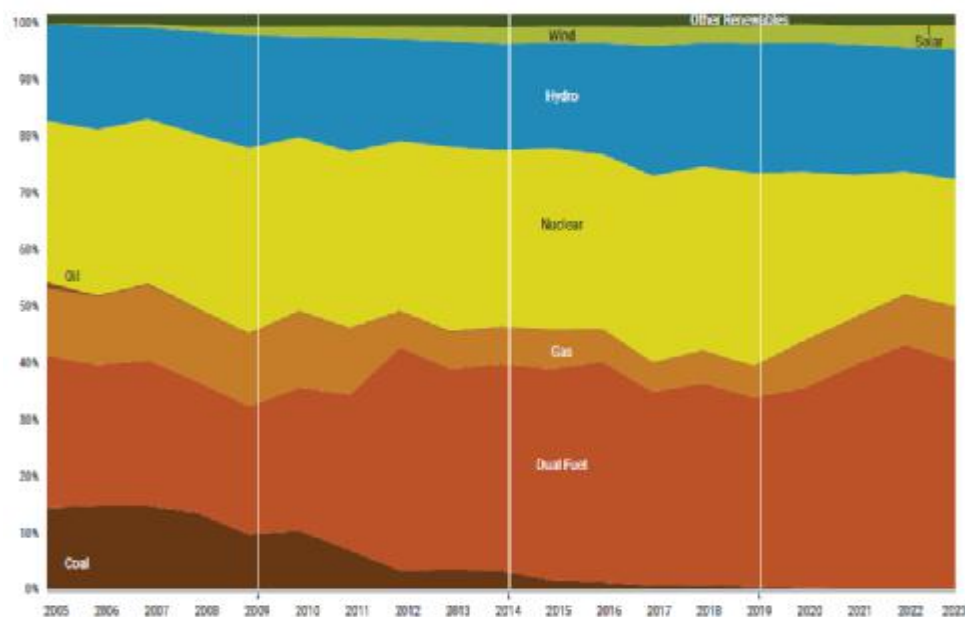


Рис.2. Структура генерации энергосистемы штата Нью-Йорк в период 2005-2023 гг.



CLCPA и другие законодательные акты о поддержке экологически чистой электроэнергетики предполагают также масштабную электрификацию ЖКХ и транспортного сектора, которые исторически почти полностью ориентировались на использование ископаемого топлива. Климатическая программа штата требует увеличить долю электроотопления, прежде всего в жилом секторе, до 90% к 2050 г. По мере развития технологий электрических тепловых насосов прогнозируется смещение пиковой нагрузки в штате с летнего периода на зимний.

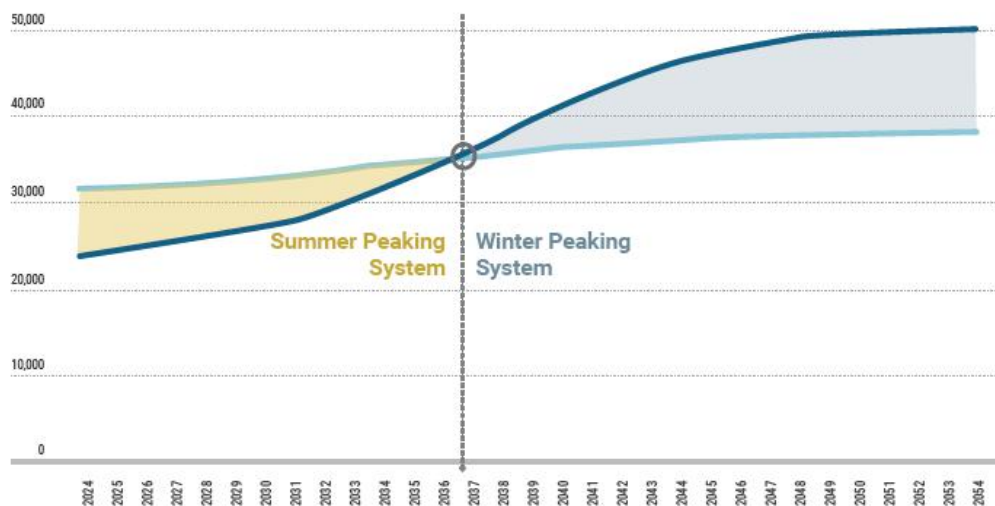


Рис.3. Смещение пика нагрузки в период 2024-2053 гг.

NYISO отмечает, что экстремальные погодные условия, такие как аномальная жара или резкое похолодание, а также перебои с поставками природного газа, могут стать причиной возникновения дефицита мощности во всей операционной зоне NYISO, особенно в энергосистеме Нью-Йорка, где подобные погодные условия могут также значительно увеличить риски для надежного функционирования электрической сети.

По мнению NYISO, наибольшие риски для надежности электроснабжения в штате Нью-Йорк представляют дефицит генерирующих мощностей, ограниченная пропускная способность электросетевой инфраструктуры, а также потенциальное увеличение сроков реализации проектов строительства генерирующих объектов и электросетевой инфраструктуры. По данным NYISO, в 2023 г. 7 452 МВт мощностей новых объектов генерации на базе ВИЭ, а также СНЭЭ и проекты расширения электросетевой инфраструктуры завершили финальную стадию процесса техприсоединения. При этом в отчете отмечается необходимость пересмотра и ускорения процессов техприсоединения.

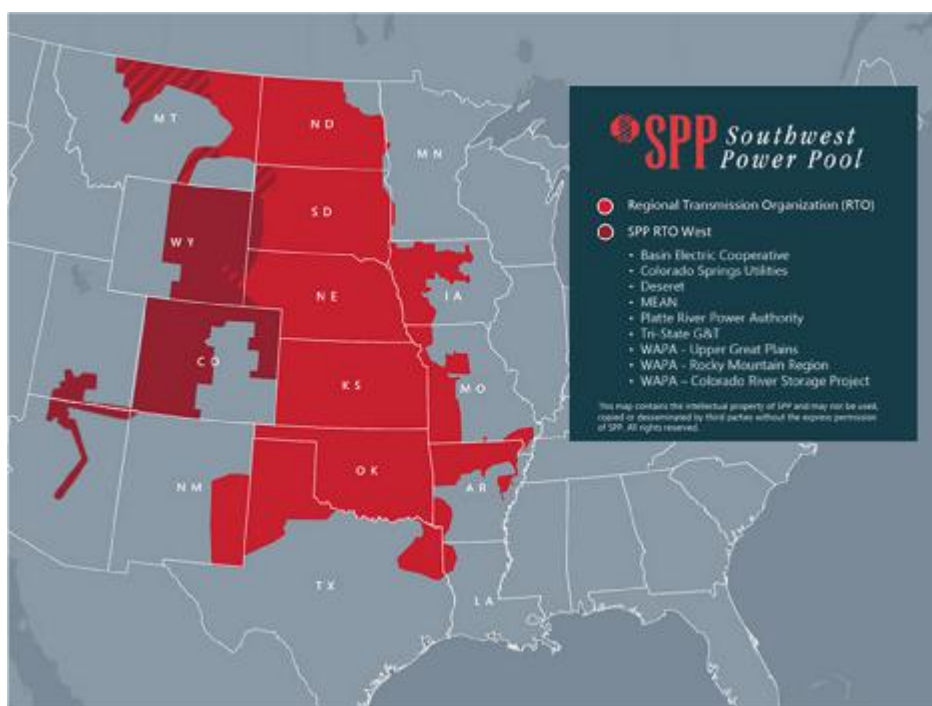
В отчете также отмечается, что, в случае задержки ввода в эксплуатацию электрического соединения Champlain Hudson Power Express между Квебеком и Нью-Йорком пропускной способностью 1,25 ГВт, намеченного на 2026 г., значительно возрастут риски для системной надежности к 2028 г. В этой связи велика вероятность того, что часть запланированных к выводу из эксплуатации пиковых угольных ТЭС останется в работе.

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



## SPP расширяет территорию обслуживания на Запад США

Корпорация SPP объявила о присоединении 7 энергокомпаний и организаций западных штатов США к своей операционной зоне к 2026 г. Новыми клиентами SPP станут компании Basin Electric Power Cooperative, Colorado Springs Utilities, Desert Power Electric Cooperative, Municipal Energy Agency of Nebraska, Platte River Power Authority, Tri-State Generation and Transmission Association. Кроме того, к операционной зоне SPP присоединятся 3 из 4 региональных энергосистем в зоне управления WAPA<sup>6</sup> – Colorado River Storage Project (CRSP), Rocky Mountain Region (RM), Upper Great Plains-West (UGP). Таким образом, SPP станет первым среди системных операторов США, в операционную зону которого войдут частично как энергосистемы, входящие в Западное (Western Interconnection), так и в Восточное (Eastern Interconnection) энергообъединения. В результате операционная зона SPP, охватывающая 14 штатов, будет расширена за счет штатов Аризона, Колорадо и Юта и частично Вайоминг:



Расширение территории, входящей в операционную зону SPP, в отношении которого корпорация вела активную работу с заинтересованными сторонами с 2020 г., как ожидается, обеспечит компаниям, обслуживаемым SPP дополнительные доходы (которые согласно прогнозам SPP составят суммарно порядка \$ 200 млн ежегодно) за счет расширения парка доступных генерирующих мощностей, географической диверсификации производства электроэнергии и расширения возможностей для торговли на энергорынках SPP. Данное расширение операционной зоны SPP является самым масштабным с 2015 г., когда операционная зона увеличилась с 9 до 14 штатов.

Официальный сайт SPP  
<https://spp.org>

<sup>6</sup> Western Area Power Administration (WAPA) – одно из четырех федеральных энергетических управлений (Power Marketing Administration) в составе Министерства энергетики США, имеющих статус независимых агентств, которые несут ответственность в своих регионах за функционирование объектов гидроэнергетики, их участие в оптовых энергорынках и развитие сопутствующей инфраструктуры. Под управлением WAPA находятся энергообъекты на территории штатов Аризона, Калифорния, Колорадо, Айова, Канзас, Миннесота, Монтана, Небраска, Невада, Нью-Мексико, Северная Дакота, Южная Дакота, Техас, Юта и Вайоминг.



## Верховный суд Техаса отменил постановление нижестоящей судебной инстанции в отношении отраслевого регулятора и системного оператора штата

Верховный суд Техаса вынес решение в пользу отраслевого регулятора штата Техас PUCT и системного оператора штата ERCOT по делу об отмене постановления нижестоящей судебной инстанции – 3-го апелляционного суда Техаса – о признании недействительными двух распоряжений PUCT об установлении оптовых цен на электроэнергию во время аварийной ситуации в энергосистеме Техаса, сложившейся в результате зимнего шторма Ури в 2021 г.

Ранее тexasкая энергокомпания Luminant Energy<sup>7</sup> обжаловала в судебном порядке действия PUCT во время зимнего шторма Ури, когда более 50 ГВт текущей мощности нагрузки генерации было отключено из-за неблагоприятных погодных условий. Luminant Energy считает, что распоряжения PUCT по повышению оптовых цен на электроэнергию до предельного уровня в \$ 9 000 за МВт\*ч во время зимнего шторма Ури выходили за пределы полномочий отраслевого регулятора. Кроме того, по мнению независимого рыночного наблюдателя (Independent Market Monitor, IMM), установленные распоряжениями PUCT чрезвычайно высокие предельные цены на электроэнергию продолжали действовать и в течение 33 часов после того, как необходимость в этом отпала, т.к. ERCOT предпринял необходимые меры для ликвидации возникшего небаланса мощности. Объем рыночных операций в указанный период составил \$ 16 млрд. Несмотря на то, что часть из долговых обязательств по договорам, заключенным в период действия указанных цен на электроэнергию, в последующем была секьюритизирована, а еще одна часть была урегулирована за пределами юрисдикции ERCOT и, согласно юридической экспертизе, условия их урегулирования не могут быть пересмотрены, некоторые участники договорных отношений продолжают выплачивать возникшие в данный период долговые обязательства, которых, по мнению IMM, возможно, не существует.

По мнению 3-го апелляционного суда Техаса, действия PUCT привели к полному устранению рыночной конкуренции и противоречили законодательству штата Техас. Результатом рассмотрения иска энергокомпании стало вынесение судом постановления об отмене двух распоряжений PUCT об установлении оптовых рыночных цен на электроэнергию на уровне \$ 9000 за МВт\*ч во время зимнего шторма Ури и последующем рассмотрении исковых требований по оспариванию сделок, заключенных в период действия отмененных распоряжений PUCT, с учетом постановления суда.

В постановлении об отмене решения нижестоящей судебной инстанции Верховный суд отметил, что PUCT действовал в рамках Закона о регулировании деятельности коммунальных предприятий (Public Utility Regulatory Act, PURA) и распоряжения PUCT были выпущены в чрезвычайных условиях для предотвращения сбоев в работе энергосистемы и энергорынка. Также Верховным судом было установлено, что PUCT в значительной степени соблюдал процедурные требования Закона об административной процедуре (Administrative Procedure Act). Это в итоге и стало основанием для отмены постановления 3-го апелляционного суда Техаса.

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

<sup>7</sup> Дочерняя компания Vistra.



## Южнокитайская CSG объявила об обновлении исторического летнего максимума потребления активной мощности

Китайская энергокомпания China Southern Power Grid Company (CSG), ответственная за управление энергосистемами южных провинций Китая – Гуандун, Гуанси, Гуйчжоу, Хайнань и Юньнань, объявила об обновлении исторического летнего максимума потребления активной мощности, зафиксированного в 16:45 10 июля и составившего 238 ГВт. Также второй раз за текущий летний период был обновлен исторический максимум потребления в провинции Гуандун, который составил 149 ГВт. При этом в течение всего июльского периода повышенных температур наружного воздуха система прогнозирования нагрузки потребления CSG, работающая на базе искусственного интеллекта, обеспечила точность прогнозирования на уровне более 98,5%, что позволило диспетчерскому центру, в частности, увеличить нагрузку ГАЭС, газовых ТЭС и других электростанций, готовых к быстрой загрузке, примерно за полчаса до скачка потребления.

Одновременно заметно повысилась роль ВИЭ-генерации в операционной зоне CSG. Так, по состоянию на конец июня установленная мощность ВИЭ-генерации превысила 150 ГВт, что вывело ее на первое место в совокупном энергобалансе, а выработка «чистой» электроэнергии за первое полугодие 2024 г. достигла 120,5 млрд кВт\*ч, т.е. выросла на 35% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Официальный сайт CSG  
<http://www.csq.cn>

