



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

**31.05.2019 – 06.06.2019**



## ENTSO-E опубликовала анализ основных причин падения частоты в объединенной энергосистеме Континентальной Европы в январе 2019 г.

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E опубликовала отчет с подробным техническим анализом основных причин ситуации, сложившейся в объединенной энергосистеме (ОЭС) Континентальной Европы, охватывающей энергосистемы 26 стран, в январе текущего года.

Так, 10 января начиная с 21:02 (по центрально-европейскому времени) и в течение 9 с было зарегистрировано самое большое начиная с 2006 г. отклонение от номинальной частоты. Частота в ОЭС упала до 49,8 Гц (в 2006 г. – до 49,0 Гц)

В анализе отмечается, что вероятной причиной существенного падения частоты было наложение двух событий. С одной стороны, значительное падение частоты, обусловленное вечерним пиком нагрузки (deterministic frequency deviation, DFD). С другой стороны, непредвиденная техническая ошибка при передаче телеизмерений перетоков мощности – передача т.н. «замороженных» значений (frozen measurement)<sup>1</sup> перетоков – по четырем трансграничным соединениям между Германией и Австрией в период с 9 по 11 января. Передача «замороженных» значений привела к неправильному расчету ошибки регулирования (Area Control Error, ACE) в операционной зоне немецкого системного оператора TenneT.

Кумулятивный эффект от неправильного расчета ACE в период с 9 по 11 января и вечернего пика нагрузки 10 января и вызвал снижение частоты в ОЭС Континентальной Европы до 49,8 Гц.

При этом ENTSO-E отмечает, что, несмотря на то, что в течение 9 с выдавался предупредительный сигнал об опасном отклонении частоты, риски снижения надежности энергоснабжения потребителей отсутствовали. Активизация резервов мощности в энергосистемах Континентальной Европы и использование DR<sup>2</sup>-ресурсов промышленных потребителей во Франции обеспечили быстрое возвращение частоты к нормальному уровню.

Тем не менее в своем отчете ENTSO-E указывает на необходимость поиска решений для случаев DFD-отклонений в ОЭС Континентальной Европы. Даже если такие отклонения частоты наблюдались в течение многих лет, в настоящее время наметилась тенденция роста случаев отклонения частоты и их амплитуды. Это обусловлено тем, что работа энергоблоков (или крупных единиц потребления) подчинена рыночным правилам, а не физическим условиям, складывающимся в энергосистеме в реальном времени. Так, например, график выработки генерации имеет ступенчатый характер, в то время как график нагрузки – линейный. Это может создать дисбаланс между производством и потреблением в течение коротких промежутков времени в рамках одного часа.

ENTSO-E в тесном диалоге со всеми заинтересованными сторонами продолжит изучение возможных решений для случаев DFD-отклонений, которые требуют внесения изменений в действующие технические и/или рыночные регламенты.

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

<sup>1</sup> Из-за сбоя на линии связи между ПС St. Peter (Австрия) и ПС Simbach (Германия) значения перетоков мощности по 4 трансграничным соединениям между странами оставались неизменными, остановившись на последнем корректном измерении.

<sup>2</sup> DR (Demand Response) – управление спросом.



## **С 4 июня частично ограничена передача мощности по эстонско-финскому соединению Estlink 2**

Со второй половины дня 4 июня для торговли электроэнергией доступна только треть пропускной способности эстонско-финского электрического соединения Estlink 2. По информации представителя эстонского системного оператора Elering, причиной ограничения пропускной способности являются технические проблемы с трансформатором, установленным на преобразовательной подстанции соединения.

Отказ трансформатора произошел в 12:51. Первоначально Elering планировал восстановить пропускную способность Estlink 2 в полном объеме к среде, но впоследствии был установлен новый целевой срок для устранения технологического нарушения – полночь 7 июня.

На период устранения технологического нарушения для целей торговли доступны 358 МВт пропускной способности соединения, в то время как не доступны в общей сложности 658 МВт (как в направлении Эстония – Финляндия, так и в направлении Финляндия – Эстония).

*Информационно-аналитический ресурс The Baltic course*  
<http://www.baltic-course.com>

## **Литовская ГАЭС Круонио обеспечила предоставление аварийных резервов мощности в течение 8 часов**

Литовская гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) Круонио (Kruonio) активировала аварийные резервы мощности после того, как 4 июня была ограничена мощность передачи электроэнергии по соединению Estlink 2 между Эстонией и Финляндией.

По информации литовской компании по производству электроэнергии – Lietuvos Energija Gamuaba (LEG) – ГАЭС Круонио вырабатывала электроэнергию в течение восьми часов, чтобы компенсировать дефицит электроэнергии на энергорынке.

ГАЭС Круонио, время набора нагрузки которой составляет 2 минуты, используется в аварийных ситуациях для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Управляющий директор LEG Римгаудас Калвайтис (Rimgaudas Kalvaitis) отметил, что в этом году ГАЭС Круонио оказывала услуги по предоставлению аварийных резервов мощности уже 36 раз (в сравнении с 29 раз за весь 2018 г.).

*Информационно-аналитический ресурс The Baltic course*  
<http://www.baltic-course.com>

## **Международное энергетическое агентство обеспокоено снижением мощности атомной генерации**

По мнению Международного энергетического агентства (МЭА), если развитые страны не найдут способов продлить срок службы действующих ядерных реакторов, то последующее за выводом из эксплуатации АЭС резкое сокращение мощности атомной генерации создаст угрозу невозможности достижения поставленных целей в области экологии и надежности энергоснабжения.



Атомная генерация в настоящее время является вторым в мире (после гидрогенерации) источником низкоуглеродной электроэнергии и обеспечивает 10% мирового производства электроэнергии. Однако срок эксплуатации парка атомной генерации в США и Европе составляет в среднем более 35 лет, и многие из 452 действующих ядерных реакторов планируется вывести из эксплуатации, поскольку наличие дешевого природного газа и ужесточение требований к безопасности ядерных реакторов делают их дальнейшую эксплуатацию неэкономичной.

В своем первом за два десятилетия крупном докладе о развитии атомной энергетики МЭА отмечает, что без изменения политики в отношении АЭС развитые страны могут потерять 25% мощности своей атомной генерации к 2025 г. и две трети к 2040 г.

За последние 20 лет мощность ветровой и солнечной генерации в развитых странах увеличилась на 580 ГВт. Несмотря на это, по оценкам МЭА, доля чистых источников энергии в мировом энергоснабжении в 2018 г. как и два десятилетия назад составила 36%, что объясняется выводом из эксплуатации ряда АЭС.

По мнению агентства, чтобы компенсировать ожидаемое уменьшение мощности атомной генерации в ближайшие два десятилетия, инвестиции в развитие ВИЭ-генерации должны увеличиться в пять раз, что не только чрезвычайно дорого само по себе, но и неизбежно вызовет сопротивление общественности, а также потребует крупных инвестиций в развитие сетевой инфраструктуры.

Директор МЭА Фатих Бироль отметил, что агентство не призывает страны, отказавшиеся от атомной генерации, пересмотреть свое решение, но считает, что тем странам, которые решили сохранить атомную энергетику, следует сделать больше для поддержания ее в работоспособном состоянии. Г-н Бироль также обратил внимание на то, что низкоуглеродный характер атомной генерации и её роль в обеспечении энергетической безопасности в настоящее время не оцениваются в степени, достаточной для того, чтобы сделать работу существующих АЭС более прибыльной, а проекты сооружения атомной генерации страдают от перерасхода средств. Он также отметил, что, хотя возобновляемые источники энергии имеют ключевое значение для достижения целей по обеспечению устойчивого экономического развития, было бы чрезвычайно трудно достичь этих целей без атомной генерации.

Руководитель подразделения МЭА по энергетическим рынкам Кейсуке Садамори заявил, что строительство новых ветровых и солнечных генерирующих мощностей обходится дороже, чем продление срока службы действующих ядерных реакторов, для которого необходимы инвестиции в размере от \$ 500 млн до \$ 1 млрд за 1 ГВт мощности.

Срок службы многих американских ядерных реакторов уже продлен с 40 до 60 лет. Французская EDF – крупнейший в мире оператор атомных станций – также планирует продлить срок службы своих ядерных реакторов.

*Информационно-аналитический ресурс EnergyWorld*  
<https://energy.economicimes.indiatimes.com>



## Выработка угольных электростанций в Великобритании оказалась не востребовавшей в течение 12 майских дней

По данным системного оператора Великобритании (NGESO), энергосистема Великобритании в течение мая текущего года проработала 290 ч (свыше 12 дней) без использования угольной генерации, что является новым рекордом для страны. Это был первый случай, начиная с 1882 г., когда выработка угольных электростанций не была востребована так долго. В целом, в первом квартале 2019 г. доля выработки угольных станций в общем объеме производства электроэнергии в стране составила лишь 3%, в то время как доля ВИЭ-генерации – 33%.

Великобритания обязалась к 2025 г. поэтапно вывести из эксплуатации всю угольную генерацию. В настоящее время в стране имеется несколько действующих угольных станций, включая: ТЭС Kilroot (520 МВт), ТЭС Drax (1 935 МВт), ТЭС Cottan (2 008 МВт), ТЭС Ratcliffe (2 000 МВт) и ТЭС West Burton (2 012 МВт).

По состоянию на конец 2018 г. суммарная установленная мощность генерирующих объектов в Великобритании составляет 104 ГВт, при этом доля газовой генерации в общем составе генерирующих мощностей составляет 33%, ветровой – 20%, угольной – 13%, солнечной – 13%, атомной – 9%, генерации на биомассе – 7%, гидрогенерации – 4% и генерации на нефтепродуктах – 2%.

*Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.enerdata.com>

## Системные операторы скандинавских стран планируют снизить минимальный порог заявки на участие в балансирующем энергорынке

Системный оператор Финляндии Fingrid OYJ совместно с другими системными операторами скандинавских стран планирует запустить пилотный проект по снижению минимального размера заявки, подаваемой на балансирующем энергорынке (minimum bid size in the balancing energy market, mFRR), с нынешних 5 МВт до 1 МВт.

Уменьшение минимального размера заявки является важным шагом для снижения барьера, препятствующего доступу к балансирующему энергорынку большего числа заинтересованных поставщиков услуг по балансированию энергосистемы, что, в свою очередь, позволит повысить управляемость электроэнергетической системы, а также более эффективно использовать маневренные возможности распределенной генерации в указанных целях. Системные операторы скандинавских стран также рассматривают реализацию пилотного проекта по уменьшению размера заявки как плавную интеграцию скандинавского балансирующего рынка в европейский, поскольку минимальный размер заявки для европейского балансирующего рынка составляет 1 МВт.

Участники пилотного проекта смогут подавать уменьшенные почасовые заявки за счет использования цифровой системы подачи и акцептования заявок. Для запуска пилотного проекта требуется одобрение отраслевого регулятора.



Проект стартует, вероятно, осенью и продлится не менее шести месяцев. Если опыт работы проекта окажется положительным, планируется перейти на минимальный размер заявки в 1 МВт в качестве постоянной практики.

Официальный сайт Fingrid  
<https://www.fingrid.fi>

## **Системный оператор Албании объявляет предквалификационный отбор генподрядчика проекта соединения Албания – Северная Македония**

Системный оператор Албании Operatori i Sistemit të Transmetimit (OST) объявил об открытии предварительного квалификационного отбора генерального подрядчика в рамках международного тендера по проекту сооружения межгосударственного электрического соединения с Северной Македонией.

В объем подрядных работ входит: проектирование, инжиниринг, изготовление, транспортировка, разгрузка и временное хранение на строительной площадке, а также монтаж оборудования с последующим испытанием и вводом его в эксплуатацию. Кроме того, в объем работ входит получение всех необходимых разрешений по проекту.

Тендер по проекту сооружения соединения Албания – Северная Македония будет реализовываться двумя лотами:

Лот I: строительство одноцепной ВЛ 400 кВ Fier – Elbasan протяженностью 74 км и одноцепной ВЛ 400 кВ Elbasan – Qafe Thane протяженностью 56 км, которые войдут в состав 400 кВ региональной электрической сети;

Лот II: строительство ПС 400 кВ Elbasan 3 и модернизация ПС 400 кВ Fier. ПС Elbasan 3 строится в рамках реконструкции действующей ПС 400/220/30 кВ Elbasan 2. На ПС 400 кВ Elbasan 3 будут установлены: открытое распределительное устройство (ОРУ) на напряжение 400 кВ с двойной системой шин и шунтирующий реактор. Модернизация ПС 400 кВ Fier предусматривает: расширение 220 кВ ОРУ, установку автотрансформатора 400/220/35 кВ и сооружение 400 кВ ОРУ с двойной системой шин.

Проект финансируется немецким государственным банком – KfW Entwicklungsbank (KfW Bank) – в рамках программы финансовой помощи (объем финансовой помощи не уточняется).

Заявки на участие в предквалификационном отборе по каждому из лотов принимаются до 26 июня 2019 г.

Информационно-аналитический ресурс Global Transmission  
<http://www.globaltransmission.com>

## **Французская Engie и португальская EDP создают совместное предприятие для строительства офшорной ветровой генерации**

Французская и португальская энергетические корпорации Engie и EDP подписали меморандум о взаимопонимании (MoU) о создании совместного предприятия (СП) в равных долях, ориентированного на строительство стационарных и плавучих офшорных ВЭС к концу 2019 г.



Компании планируют объединить свои активы в проектах сооружения офшорной ветровой генерации и в проекте строительства трубопровода. В общей сложности в собственности СП будет находиться 1,5 ГВт генерирующей мощности на стадии строительства и 4 ГВт на стадии разработки.

Совместное предприятие станет для EDP и Engie эксклюзивным инструментом для инвестирования в энергообъекты, находящиеся в эксплуатации или на стадии строительства, суммарная мощность которых оценивается в 5 - 7 ГВт, а также в ускорение разработки новых проектов мощностью от 5 до 10 ГВт к 2025 г. Деятельность совместного предприятия планируется сосредоточить в Европе, Соединенных Штатах и отдельных странах Азии.

В течение шести лет Engie и EDP сотрудничают в рамках проектов строительства ВЭС Dieppe Le Tréport и ВЭС Yeu Noirmoutier во Франции, а также проектов строительства ВЭС Moray East и ВЭС Moray West в Великобритании. Компании ожидают, что их совместное предприятие по сооружению офшорной ветровой генерации войдет в пятерку ведущих компаний в этом секторе энергетики.

*Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.enerdata.com>

### **Nord Pool опубликовал ключевые показатели работы энергорынка за май 2019 г.**

В мае 2019 г. на всех энергорынках Nord Pool суммарно было продано 224 ТВт\*ч электроэнергии (для сравнения в 2018 г. было продано 234,9 ТВт\*ч).

Прошедший май продемонстрировал продолжающийся рост объемов продаж электроэнергии на внутрисуточных рынках Nord Pool. Так, второй месяц подряд зафиксирован рекордный месячный объем продаж, суммарно по всем энергорынкам составивший 1,33 ТВт\*ч (в мае 2018 г. – 0,43 ТВт\*ч). Рекордный объем продаж зафиксирован в ценовых зонах Норвегии, Дании, Бельгии, Франции и Австрии.

При этом объем продаж на рынке на сутки вперед в ценовых зонах скандинавских и прибалтийских стран составил 29,04 ТВт\*ч (в мае 2018 г. – 28,59 ТВт\*ч), а в ценовой зоне Великобритании – 8,07 ТВт\*ч (в мае 2018 г. – 9,44 ТВт\*ч)

Системная цена Nord Pool была рассчитана на уровне € 38,07 за МВт\*ч (€ 33,45 за МВт\*ч в мае 2018 г.).

*Официальный сайт Nord Pool*  
<https://www.nordpoolgroup.com>

### **ISO-NE оценил динамику цен на электроэнергию в апреле 2019 г.**

По данным независимого системного оператора штатов Новой Англии<sup>3</sup> ISO New England (ISO-NE), средняя стоимость электроэнергии в апреле 2019 г. по сравнению с апрелем 2018 г. снизилась на 40,1% на рынке на сутки вперед (Day-Ahead Energy Market) и на 38,2% на балансирующем рынке (Real-Time Energy Market).

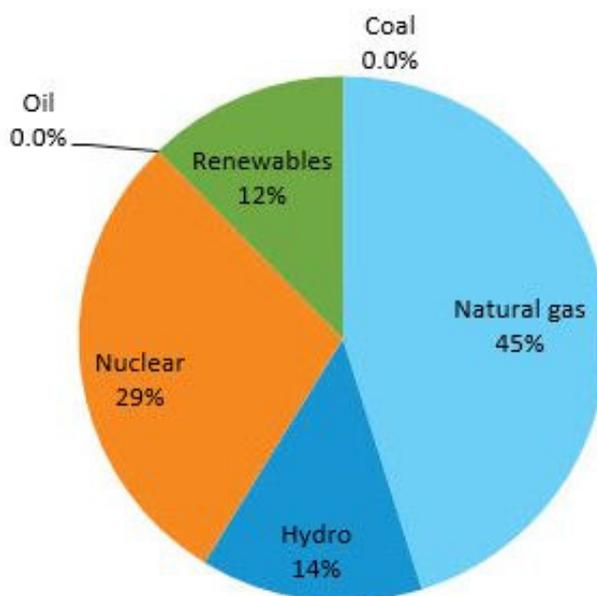
	<b>апрель 2019 г.</b>	<b>% от апреля 2018 г.</b>
<b>Средняя цена</b>	\$ 26,97	-40,1%

<sup>3</sup> Новая Англия (New England) – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.



<b>на Day-Ahead Market (\$ за МВт*ч)</b>		
<b>Средняя цена на Real-Time Market (\$ за МВт*ч)</b>	\$ 26,80	-38,2%
<b>Максимум потребления мощности</b>	14 997 МВт	-5,0%
<b>Общий объем потребления электроэнергии</b>	8 601 ГВт*ч	-4,4%

По типам объектов генерации в апреле 2019 г. так же, как в марте и феврале 2019 г., на первом месте по объему выработки оказались газовые ТЭС с примерно 45%, на втором – АЭС с 29%. Ресурсы ВИЭ-генерации, куда входят ветропарки, солнечные станции и генерирующие установки на биотопливе, обеспечили около 12% выработки, ГЭС – около 14%.



Импорт электроэнергии из соседних регионов составил 1 362 ГВт\*ч, за счет ресурсов Demand Response было обеспечено снижение объема потребления на 0,4 ГВт\*ч.

Официальный сайт ISO-NEwire  
<http://www.isonewswire.com>

### Американский Duke Energy объявил о выводе из эксплуатации АЭС Crystal River 3

Американский энергохолдинг Duke Energy официально объявил о планах по демонтажу оборудования АЭС Crystal River 3 к 2027 г.

АЭС мощностью 860 МВт, расположенная в штате Флорида, была остановлена в 2013 г. из-за повреждений в защитной оболочке реактора. Первоначально планировалось, что процесс закрытия АЭС будет полностью завершен к 2074 г.

Решение, принятое энергохолдингом, обусловлено, во-первых, наличием финансирования (\$ 717 млн по состоянию на 31 марта 2019 г.) и, во-вторых, успешным окончанием первого этапа работ, что позволяет привлечь сторонних подрядчиков для завершения процесса.

Если решение Duke Energy будет согласовано федеральной Комиссией по регулированию ядерной энергетики (Nuclear Regulatory Commission) и отраслевым регулятором Флориды (Florida Public Service Commission), второй этап работ можно будет начать в 2020 г.

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

### Мощность ВИЭ-генерации в Иордании достигнет 2,4 GW к 2021 г.

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Иордании ожидает, что объем ВИЭ-генерации в стране к 2021 г. увеличится почти на 1,3 ГВт (с примерно 1 ГВт в 2018 г.).

Таким образом установленная мощность генерации на базе ВИЭ к 2021 г. вырастет почти до 2,4 ГВт, что составит 20% от общего объема генерации, который планируется иметь к этому времени. Таким образом намеченные цели по доле ВИЭ-генерации в общем объеме генерации к 2025 г. будут достигнуты досрочно.

Основное внимание в Иордании уделяется реализации проектов сооружения солнечной генерации, многие из которых расположены в областях Маан (Maan) и Мафрак (Mafraq). Также, планируется реализовать проекты строительства ветрогенерации в Южной Иордании, областях Тафилех (Tafileh) и Маан (Maan).

Информационно-аналитический ресурс Enerdata  
<http://www.enerdata.com>

### В Эфиопии планируется построить две ГеоЭС суммарной мощностью 1 ГВт

Исландская компания Reykjavik Geothermal, специализирующаяся в области геотермальной энергетики, в сентябре 2019 г. планирует начать разведочное бурение в рамках проектов сооружения двух геотермальных электростанций (ГеоЭС) проектной мощностью 500 МВт каждая в областях Корбетти (Corbetti) и Тулу Мойе (Tulu Moye) в Эфиопии.



В рамках реализации проекта ГеоЭС Корбетти компания Reykjavik Geothermal в течение последних двух лет проводила подробные научные исследования, чтобы обеспечить оптимальную разработку одного из лучших геотермальных ресурсов в мире. Reykjavik Geothermal получила лицензии на геотермальную разведку местности площадью более 6 500 км<sup>2</sup>. В пределах этого района ученые определили площадь в 200 км<sup>2</sup>, на которой температура геотермального теплоносителя достигает до 350°С, что указывает на потенциал в 500 – 1 000 МВт генерирующей мощности.

В декабре 2017 г. для проекта ГеоЭС Тулу Мойе, стоимость реализации которого составит \$ 2 млрд, было подписано Соглашение о закупках электроэнергии (Power purchasing agreement PPAs) с эфиопской государственной электроэнергетической компанией Ethiopian Electric Power (EEP) и Министерством финансов и экономического сотрудничества. В августе 2018 г. проект сооружения ГеоЭС получил грант в размере \$ 1,1 млрд от американского Агентства по торговле и развитию на проведение технико-экономического обоснования (ТЭО), но для полного раскрытия потенциала проекта необходимы дополнительные инвестиции. ГеоЭС Тулу Мойе будет вводиться в эксплуатацию четырьмя очередями. Ввод в эксплуатацию первой очереди ГеоЭС проектной мощностью 50 МВт и стоимостью \$ 250 млн планируется в 2021 г.

Общий объем инвестиций в реализацию проектов сооружения ГеоЭС оценивается в ≈\$ 4,4 млрд.

В настоящее время суммарная установленная мощность генерации в Эфиопии составляет 4,3 ГВт, а уровень электрификации страны – всего 49%. При этом, потенциал геотермальной энергетики Эфиопии оценивается в 10 ГВт.

*Официальный сайт RG, Информационно-аналитический ресурс Enerdata*  
<http://www.rg.is>, <http://www.enerdata.com>

