



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

12.04.2019 – 18.04.2019



ENTSO-E опубликован отчет об использовании комплексного подхода к активному управлению энергосистемой

На веб-сайте Ассоциации европейских системных операторов (ENTSO-E) опубликован отчет Интегрированный подход к активному управлению энергосистемой (An integrated approach to Active System Management)¹, подготовленный ENTSO-E совместно с европейскими ассоциациями, представляющими операторов распределительных – CEDEC, и интеллектуальных сетей – E. DSO, а также Eurelectric и GEODE².

Отчет посвящен рассмотрению вопросов развития действующих и интеграции в энергорынки новых видов услуг для управления режимами работы электроэнергетической системы (системных услуг), в целях оказания помощи системным операторам в вопросах ликвидации перегрузок в сетях, вызванных ростом электрифицированности потребителей и доли децентрализованных энергоресурсов.

В связи с тем, что одни и те же системные услуги могут использоваться операторами передающих (transmission system operators, TSOs) и распределительных сетей (distribution system operators, DSOs) в отчете предлагается рассматривать координацию процессов ликвидации перегрузок и балансирования энергосистемы, как комплексный подход к активному управлению энергосистемой (Active System Management, ASM)³.

К ключевым инструментам ASM относят:

- Технические решения с использованием сетевой инфраструктуры: изменение топологии электрической сети в целях перераспределения потоков активной и реактивной мощности для ликвидации перегрузок и регулирования напряжения.
- Тарифные решения: использование тарифов на передачу электроэнергии (сетевых тарифов) для неявного (ценового) регулирования режимами работы энергосистемы. Тарифные решения могут принимать различные формы и включать такие аспекты, как время передачи, направление, пропускная способность сети и местоположение (location) точек поставки и потребления.
- Рыночные решения: использование энергорынка для активизации маневренных возможностей энергосистемы в целях организации потоков электроэнергии в требуемом направлении.
- Решения в рамках соглашений о присоединении: включение в соглашения о присоединении к электрической сети для отдельных категорий пользователей положений об оказании с их стороны определенных системных услуг.

В отчете акцентируется внимание на координации действий DSO, TSO и участников энергорынка в целях управления режимами работы энергосистемы. В

¹ <https://www.entsoe.eu/news/2019/04/16/a-toolbox-for-tsos-and-dsos-to-make-use-of-new-system-and-grid-services>.

² GEODE – ассоциация, которая представляет интересы порядка 600 независимых распределительных компаний из 10 стран Европы, а также частных и государственных европейских организаций, специализирующихся в области поставок и распределения природного газа и электроэнергии.

³ Активное управление энергосистемой (Active System Management, ASM) – совокупность стратегий и инструментов, используемых DSO и TSO для обеспечения экономически эффективного и надежного управления режимами работы энергосистемы, включающих цифровизацию сетевой инфраструктуры, использование и развитие интеллектуальных сетей; совершенствование процессов оперативного планирования и прогнозирования; моделирование генерации и спроса; регулирование частоты; обеспечение интеграции в энергосистему и энергорынки ВИЭ- и децентрализованных энергоресурсов.



частности, делается вывод о необходимости согласования технологических процессов и организации обмена данными, с целью обеспечения надежной и эффективной работы электросетевого оборудования и энергосистемы в целом, а также обеспечения недискриминационного доступа на электроэнергетические рынки. В отчете также подробно изложены принципы и руководящие указания по координации процессов ликвидации перегрузок и балансированию, приводится обмен мнениями об основных проблемах, возникающих в рамках взаимодействия DSO и TSO, и возможных путях их преодоления.

По мнению авторов отчета, комплексный подход к активному управлению энергосистемой предоставляет равные возможности и имеет решающее значение для стимулирования участников рынка к оказанию системных услуг и формирования их стоимости.

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

В модернизацию передающей электрической сети Чехии планируется инвестировать около € 1,8 млрд

Регулятор в энергетике Чехии (Energy Regulatory Office, ERO) в целях проведения публичного обсуждения опубликовал 10-летний План развития электрической сети страны на период 2019-2028 гг. (10-летний План).

Документ содержит план стратегических инвестиций и краткий обзор инвестиционных проектов с учетом актуальных требований к существующим и предлагаемым к строительству трансграничным связям, перечень подстанций, нуждающихся в серьезной реконструкции, а также мер, направленных на расширение и модернизацию функционала системного оператора Чехии ČEPS.

Из общего объема инвестиций в развитие и модернизацию передающей электрической сети страны в период 2019-2028 гг., оцениваемых в ≈€ 1,8 млрд, около € 979 млн планируется выделить на реализацию проектов, направленных на присоединение потребителей и обеспечение надежной и безопасной работы передающей сети; более € 456 млн планируется инвестировать в модернизацию подстанций.

Ежегодный объем инвестиций, необходимых для развития национальной передающей электрической сети, согласно 10-летнему Плану должен составлять € 125 – 222,5 млн.

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

В ОАЭ планируется увеличить мощность ПГЭС Лайе с 896 МВт до 1 026 МВт

Управление по электроэнергии и водному хозяйству г. Шарджа (ОАЭ) – Sharjah Electricity and Water Authority (SEWA), являющееся оператором действующей ПГЭС Лайе (Layyah), представило проект расширения станции, получивший название Аль Лайе (Al Layyah).

ПГЭС Лайе установленной мощностью 896 МВт расположена в пригороде Шарджи – Лайе на территории площадью 250 тыс.м². Строительство станции



началось в 1977 г. и выполнялось поэтапно. Для работы ПГЭС ежедневно необходимо свыше 190 млн л обессоленной морской воды, которая поставляется входящей в состав станции водоподготовительной установкой.

Проект расширения ПГЭС предусматривает строительство на площадке действующей станции новой парогазовой (ПГУ) энергоустановки – Аль Лайе – располагаемой мощностью 1 026 МВт, под которую выделяется 35 тыс. м².

В состав оборудования ПГУ Аль Лайе входят: две газовые турбины модели M701F с частотой вращения 3 тыс. об/мин, два котла-утилизатора, одна конденсационная паровая турбина, два электрогенератора и один парогенератор. Диапазон регулирования выходной мощности ПГУ составляет от 570 МВт до 1 130 МВт. КПД станции при работе в комбинированном режиме составляет 62%.



В качестве основного топлива для Аль Лайе будет использоваться природный газ, а в качестве дополнительного – мазут. Кроме того, для работы ПГУ Аль Лайе ежедневно требуется около 1,87 млн м³ морской и 5,1 тыс. м³ обессоленной воды.

Финансирование проекта осуществляют японский Japan Bank for International Cooperation (JBIC), который предоставит SEWA \$ 241 млн в виде экспортного кредита, а также частные финансовые институты: Société Générale (Франция), ING Bank (Нидерланды) и Standard Chartered Bank, которые суммарно предоставят финансирование в размере \$ 482 млн.

SEWA заключила EPC-контракт (Engineering, Procurement, and Construction, EPC) на реализацию проекта строительства ПГУ Аль Лайе стоимостью \$ 550 с консорциумом в составе японского производителя оборудования для ТЭС Mitsubishi

Hitachi Power Systems (MHPS) и египетской промышленной компании Elsewedy Electric в марте 2019 г.

В рамках контракта MHPS несет ответственность за поставку основного, а Elsewedy Electric – за поставку вспомогательного оборудования для ПГУ Аль Лайе, а также за подготовку стройплощадки и оказание смежных услуг. В качестве технического консультанта по проекту привлекается энергокомпания EDF Energy (Великобритания).

Оценка воздействия проекта на окружающую среду и социальную сферу (Environmental and social impact assessment, ESIA) была выполнена в октябре 2018 г. местной компанией Environmental Solutions and Consultancy, предоставляющей управленческие решения государственным и промышленным структурам в области

ПГУ Аль Лайе планируется ввести в эксплуатацию в 2020-2021 гг.

Информационно-аналитический ресурс Compelo Energy
<https://www.compelo.com>

PJM Interconnection подготовил предложения по проведению планового аукциона на поставку мощности в августе 2019 г.

Независимый системный оператор ряда штатов Восточного побережья США PJM Interconnection (PJM)⁴ заявил о своей готовности провести очередной базовый аукцион по отбору мощности (Base Residual Auction, BRA)⁵ в августе 2019 г. по правилам 2018 г., несмотря на действующий приказ Федеральной комиссии по регулированию энергетики FERC об их отмене. Соответствующее предложение направлено в FERC с запросом на подтверждение, что комиссия не будет отменять результаты аукциона, если он состоится.

В апреле 2018 г. системный оператор обращался в FERC с предложениями нивелировать негативное влияние на рынок мощности (Reliability Pricing Model, RPM) субсидируемой генерации⁶. Комиссия своим приказом отменила действующие правила RPM и от своего имени вынесла на обсуждение проект новых правил, одновременно запросив позицию PJM по вносимым изменениям – прежде всего, условиям применения требований минимального ценового порога (Minimum Offer Price Rule, MOPR) к заявкам, которые подаются строящимися и действующими объектами генерации, получающими вне рыночные субсидии.

По итогам рассмотрения проекта FERC системный оператор в октябре 2018 г. представил комиссии на согласование два дополняющих друг друга механизма на базе MOPR, – возможность приостанавливать участие в рынке (Resource Carve-Out, RCO) и повышать рыночные цены путем перерасчета (Extended RCO). Тогда же PJM обратился в FERC за разрешением перенести начало процедур BRA с мая на август 2019 г., если в начале 2019 г. новые правила RPM не будут приняты. Официальный

⁴ Операционная зона включает полностью или частично штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния, Западная Вирджиния и округ Колумбия.

⁵ BRA организуется PJM за три года до периода поставки. Очередной BRA на плановый 2022-2023 год (поставки с 1 июня 2022 г. по 31 мая 2023 г.) должен был начаться в мае 2019 г.

⁶ Во многих штатах принимаются специальные программы, которые в различной форме предусматривают выделение из бюджета штата субсидий для участников рынка, что препятствует свободной конкуренции при ценообразовании. Программы поддержки преимущественно предназначены для ВИЭ-генерации.



ответ на предложения PJM от комиссии и итоговый приказ FERC по новым правилам RPM в настоящее время не опубликованы.

Со своей стороны, системный оператор в своем предложении провести BRA по старым правилам запросил только разъяснения FERC по процедурным вопросам, без требования принять решение по предлагаемым в RPM изменениям к определенной дате и в ближайшее время.

Официальный сайт PJM Inside Lines
<http://www.insidelines.pjm.com>

Правительство Бразилии планирует возобновить проект строительства ядерного реактора на АЭС Ангра

В национальном плане энергетического развития Бразилии до 2050 г., который Министерство горнодобывающей промышленности и энергетики планирует выпустить к концу 2019 г., отмечается значительная роль атомной энергетики в электроэнергетическом секторе страны в будущем и намерение правительства возобновить проект строительства ядерного реактора Ангра-3 в муниципалитете Ангра-дус-Рейс (Angra dos Reis) в штате Рио-де-Жанейро.

Реактор Ангра-3 располагаемой мощностью 1 245 МВт (установленная мощность – 1 405 МВт) будет установлен на площадке действующей АЭС Ангра, где уже работают два водо-водяных энергетических реактора (pressurized water reactor, PWR): Ангра-1 мощностью 640 МВт и Ангра-2 мощностью 1 350 МВт. Строительство реактора Ангра-3 началось в 2010 г., но было приостановлено в 2015 г. Владелец и оператором проекта сооружения Ангра-3 является компания Eletrobras Eletronuclear – дочерняя компания бразильского государственного энергохолдинга Eletrobras.

Правительство рассчитывает, что строительство Ангра-3 будет завершено к 2026 г. за счет привлечения частных инвестиций. Базовый тариф на электроэнергию, выработанную новым энергоблоком был почти удвоен и составил до \$ 126/МВт*ч.

На сегодняшний день заинтересованность в инвестировании в проект выразили пять компаний. По последним оценкам, стоимость проекта составит примерно \$ 3,9 млрд.

Кроме того, правительство рассматривает вопрос о строительстве в период с 2040 по 2050 гг. новых АЭС, включая АЭС IV поколения и модульных ядерных реакторов малой мощности, в целях удовлетворения растущего потребления.

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

Австралийский АЕМО опубликовал итоговый отчет о принудительном ограничении нагрузки в январе 2019 г.

Австралийский АЕМО, совмещающий функции оператора национального рынка и системного оператора восточной и южной энергосистем страны, опубликовал итоговый отчет о принудительном ограничении потребления и веерных отключениях нагрузки в энергосистемах штатов Южная Австралия и Виктория, которые имели место 24-25 января 2019 г. в связи с значительным ростом потребления из-за аномальной жары.



В отчете особое внимание уделено результатам использования специального механизма обеспечения надежности за счет формирования аварийного резерва мощности – Reliability and Emergency Reserve Trader (RERT)⁷. В 2018 г. AEMO разработал план подготовки к прохождению летнего пика нагрузки, который предусматривал в том числе формирование резервов мощности через механизм RERT.

Задействованные 24-25 января 2019 г. резервы мощности, сформированные в рамках RERT, позволили вдвое снизить объем отключенных потребителей в штате Виктория и заметно снизить риск отключения нагрузки в Южной Австралии. В целом, по оценке AEMO финансовый ущерб, которого удалось избежать за счет использования RERT-резервов, составил \$ 52 млн.

Официальный сайт AEMO Energy Live
<http://energylive.aemo.com.au>

Выбраны подрядчики по проекту модернизации гидрокомплекса мощностью 4,1 ГВт в Австралии

Консорциум в составе инженерно-строительных компаний Salini Impregilo (Италия) и Clough (Австралия) выиграл контракт стоимостью \$ 3,6 млрд на проведение работ по проекту модернизации гидроэнергетического комплекса Snowy Mountains hydroelectric Scheme (Snowy). Доля итальянской компании в проекте составляет 65%, а австралийской соответственно – 35%.

Гидрокомплекс Snowy установленной мощностью 4,1 ГВт построен в 1974 г. в штате Новый Южный Уэльс (New South Wales) на юго-востоке Австралии. В состав гидрокомплекса входят: 16 крупных плотин, 7 электростанций, 2 насосные станции и система туннелей, трубопроводов и акведуков общей протяженностью 225 км. Snowy обеспечивает электро- и водоснабжение засушливых сельскохозяйственных районов региона.

Целью проекта модернизации гидрокомплекса, получившего название Snowy 2.0, является увеличение установленной мощности гидрокомплекса за счет сооружения ГАЭС мощностью 2 ГВт в турбинном режиме. Модернизация гидрокомплекса необходима для поддержания надежности энергоснабжения в стране в связи с закрытием стареющих угольных ТЭС.

В декабре 2018 г. проект модернизации гидрокомплекса был утвержден собственником и оператором Snowy – австралийской государственной генерирующей и энергосбытовой компанией Snowy Hydro, владеющей и управляющей 5,5 ГВт генерирующих мощностей в стране.

⁷ RERT используется AEMO для поддержания надежности и устойчивости энергосистемы в случаях аномально высоких температур, лесных пожаров или незапланированных отключений электрооборудования путем заключения контрактов на предоставление резервов мощности.



Согласно подписанному контракту в объем работ, выполняемых Salini Impregilo, входят: присоединение действующих плотин Tantangara и Talbingo к гидротехническим сооружениям Snowy 2.0 путем прокладки нескольких дополнительных туннелей, а также сооружение машинного зала ГАЭС, расположенного примерно на глубине 1 км под землей.



Проект Snowy 2.0 стоимостью \$ 4,5 млрд является основным пунктом плана правительства Австралии по реконструкции энергетического сектора. В феврале 2019 г. правительство Австралии одобрило выполнение подготовительных работ по проекту Snowy 2.0 и обязалось инвестировать \$ 989 млн в его реализацию. Реализация проекта является частью предвыборной политики правительства по изменению климата, в рамках которой правительство обязалось выделить \$ 1,43 млрд на реализацию проектов, способствующие сокращению выбросов парниковых газов.

Ожидается, что первую электроэнергию Snowy 2.0 выработает в конце 2024 г.

Информационно-аналитический ресурс HydroWorld
<https://www.hydroworld.com>