



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

11.10.2019 – 17.10.2019



EirGrid инвестирует £ 2 млрд в модернизацию энергосистемы Ирландии

Системный оператор Ирландии EirGrid намерен инвестировать £ 2 млрд в модернизацию национальной энергосистемы в соответствии с новым стратегическим планом на 2020-2025 гг.

Главный приоритет плана составляют амбициозные задачи в области развития ВИЭ, а именно достижение к 2030 г. 70% доли ВИЭ в общей структуре энергопотребления страны, что более чем вдвое превышает сегодняшние показатели. Для достижения этой цели необходимо подключение к сети до 10 ГВт дополнительной ВИЭ-генерации. Первая ВЭС была подключена к национальной сети в 1992 г., а на сегодняшний день в энергосистему страны интегрировано 5 ГВт ВИЭ-генерации.

В настоящее время EirGrid способен управлять энергосистемой с доходящей до 65% долей ВИЭ-генерации (в основном наземной ветровой и солнечной генерации). Новый 5-летний план намечает основные направления работы EirGrid в рамках перехода к управлению энергосистемой, в составе которой 95% генерирующей мощности будет представлено ВИЭ-генерацией.

Разработанная EirGrid стратегия является ответом на климатические вызовы и задачи, поставленные правительством Ирландии в Плане действий в области климата (Climate Action Plan), в частности, на необходимость реформирования энергосистемы с целью полного отказа от ископаемого топлива и переходу к использованию имеющихся у страны значительных ВИЭ-ресурсов.

Ключевым пунктом новой стратегии является модернизация энергосистемы. В ближайшее время в энергосистеме Ирландии будут произведены самые радикальные за всю историю преобразования с использованием инновационных технологий, что потребует от EirGrid проведения инфраструктурных изменений и разработки новых эксплуатационных требований в целях содействия переходу к «зеленой» энергетике.

Официальный сайт EirGrid, Информационно-аналитический ресурс Global Transmission
<http://www.eirgridgroup.com>, <http://www.globaltransmission.info>

Завершены работы по прокладке подводной КЛ 110 кВ между эстонскими островами Саарема и Муху

Системный оператор Эстонии Elering AS объявил о завершении работ по прокладке подводного кабеля напряжением 110 кВ в проливе Вяйкевяйн (Väike väin) между островами Сааремаа (Saaremaa) и Муху (Muhu) на западе страны.

Общая протяженность новой КЛ составляет 6,7 км, из которых 4,7 км проложены по дну пролива. Сооружение подводной кабельной связи значительно уменьшает риски возникновения перерывов в электроснабжении потребителей в случае повреждения связывающих энергосистемы островов в настоящее время ВЛ 110 кВ, построенных на проходящей через пролив дамбе.

Работы по установке КЛ стоимостью € 5,4 млн выполнены эстонскими компаниями – строительной Merko Infra и Connecto Eesti, специализирующейся в области проектирования, строительства и технического обслуживания ЛЭП.



Merko Infra и Connecto Eesti также выполняют работы по прокладке еще одной подводной КЛ 110 кВ в проливе Суурвяйн (Suur väin) между о. Муху и материком, которые планируется завершить в 2020 г.

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

Системные операторы Германии подготовили предложения по сетевым тарифам на 2020 г.

Немецкие системные операторы 50Hertz, TenneT и TransnetBW опубликовали предварительные данные об изменении тарифов на передачу электроэнергии по магистральным сетям (сетевых тарифов) на 2020 г.

По расчетам 50Hertz, в его операционной зоне увеличение сетевых тарифов составит 7% по сравнению с текущим годом, главным образом, за счет расходов на поддержание резерва мощности и инвестиций в сетевое строительство. В то же время ожидается заметная экономия затрат на управление сетевыми ограничениями, что также было учтено при формировании тарифа на 2020 г. Для бытовых потребителей рост тарифов на передачу электроэнергии не превысит € 3 в год, для крупных промышленных потребителей, подключенных к магистральным сетям, дополнительная финансовая нагрузка может составить около € 600 000.

Для большинства потребителей, находящихся в операционной зоне TenneT, тариф останется на уровне текущего года. Согласно проведенным расчетам, в бытовом секторе при среднем годовом потреблении в 3 500 кВт*ч расходы на передачу электроэнергии составят по-прежнему около € 75 в год. Увеличение платы будет иметь место только для немногих крупных потребителей, напрямую подключенных к сетям TenneT. Основные затраты, заложенные в тариф системным оператором, приходятся на меры по обеспечению надежности и ликвидации сетевых ограничений.

В зоне TransnetBW ожидается рост тарифов примерно на 15%, при этом около половины такого роста обеспечит единая общенациональная составляющая, которую немецкие системные операторы в обязательном порядке включают в тариф с 2019 г.¹ С 2020 г. она вырастает с 20 до 40%. При отсутствии этого компонента увеличение тарифа для TransnetBW не превысило бы 8%. Помимо общенациональной составляющей затраты системного оператора включают преимущественно закупку системных услуг, меры по выводу из эксплуатации угольных станций и сетевое строительство.

¹Единая общенациональная составляющая введена в тариф в соответствии с требованиями федерального закона о модернизации электрических сетей 2017 г. (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMoG) и приказом министерства энергетики 2018 г. о поэтапном – с 2019 по 2022 г. – введении платы за передачу электроэнергии на базе общенационального стандарта. Ранее каждый системный оператор рассчитывал тариф исходя из размера своего предельного годового дохода, согласованного федеральным отраслевым регулятором Bundesnetzagentur, и прогноза потребления в своей операционной зоне. Стандартизированная составляющая рассчитывается системными операторами совместно, и в течение пяти лет ее доля в сетевом тарифе увеличивается на 20% с тем, чтобы в 2023 г. расчет был уже полностью стандартизован.



Итоговые значения сетевых тарифов на 2020 г. должны быть опубликованы не позднее 31 декабря 2019 г.

Официальные сайты *TenneT*, *TransnetBW*, *50Hertz*
<http://www.tennet.eu>, <http://www.transnetbw.com>, <http://www.50hertz.com>

EDF объявила об увеличении стоимости проекта сооружения 3-го энергоблока на АЭС Фламанвиль

Électricité de France (EDF) – крупнейшая государственная генерирующая компания Франции и одновременно один из крупнейших мировых операторов АЭС – объявила об увеличении расходов на строительство энергоблока № 3 на своей флагманской АЭС Фламанвиль (Flamanville)² на € 1,5 млрд, что приведет к росту до € 12,4 млрд общей стоимости проекта.



В состав энергоблока Фламанвиль-3 входит крупнейший в Европе ядерный EPR-реактор³ с самой большой в мире паровой турбиной мощностью 1,75 ГВт. Тепловая мощность энергоблока составит 4,3 ГВт, годовая выработка электроэнергии – 13 ТВт*ч.

² Энергоблоки Блоки №№ 1 и 2 мощностью 1 330 МВт каждый АЭС Flamanville на северо-западе Франции в регионе Нижняя Нормандия введены в эксплуатацию в 1986 и 1987 г. соответственно.

³ EPR (European Pressurized Reactor, Европейский реактор) — водо-водяной реактор третьего поколения, изготовленный компанией Areva NP, которая является совместным предприятием французской EDF и немецкой Siemens.



Дополнительные расходы вызваны необходимостью ремонта 66 дефектных сварных швов, не соответствующих стандартам качества или требованиям к обеспечению безопасности (58 швов во втором защитном контуре АЭС и 8 швов в герметичной оболочке ядерного реактора). В июне 2019 г. Управление по ядерной безопасности (Nuclear Safety Authority, ASN) Франции потребовало от EDF произвести ремонт некачественно выполненных швов.

EDF планирует выполнять работы с использованием роботов с дистанционным управлением, способных выполнять «высокоточные операции» («high precision operations») внутри трубопроводов. Компания надеется получить разрешение от ASN на выполнение работ к концу 2020 г. Кроме того, EDF подготовлен запасной вариант проведения ремонтных работ, предусматривающий извлечение оборудования и проведение работ во вспомогательных зданиях систем безопасности (Safeguard Auxiliary Buildings) в случае возникновения непредвиденных обстоятельств.

Необходимость выполнения ремонтных работ привела к переносу сроков загрузки топлива в ядерный реактор, которую EDF теперь рассчитывает произвести в конце 2022 г. В июле 2018 г. после обнаружения дефектов в сварных швах EDF уже приходилось пересматривать график загрузки топлива в реактор Фламанвиль-3 в сторону переноса с IV кв. 2018 г. на IV кв. 2019 г.

Изначально энергоблок Фламанвиль-3 предполагалось ввести в коммерческую эксплуатацию в 2013 г. Пересмотры графика ввода блока в эксплуатацию привели также к повышению стоимости строительных работ по проекту с € 10,5 млрд до € 10,9 млрд и к увеличению общего объема чистых инвестиций компании в 2020 г. с € 15 млрд до € 15,5 млрд.

В сентябре 2019 г. EDF также объявила об увеличении с £ 1,9 млрд до £ 2,9 млрд расходов по проекту АЭС Hinkley Point C мощностью 3 260 МВт (2 блока по 1 630 МВт), строящейся в графстве Сомерсет (Somerset) на юго-западе Англии, из-за сложных грунтовых условий на площадке АЭС, что привело к удорожанию общей стоимости проекта до £ 21,5 - £ 22,5 млрд.

Информационно-аналитический ресурс Power Technology
<https://www.power-technology.com>

В Литве для покупки «зеленой» энергии планируется провести три аукциона в 2020 - 2022 гг.

Правительство Литвы утвердило график проведения аукционов по покупке электроэнергии, выработанной из ВИЭ, на 2020 - 2022 гг. Первый аукцион по покупке электроэнергии, выработанной ВИЭ-генерацией, был проведен Национальным советом по регулированию энергетики (National Energy Regulatory Council) 2 сентября текущего года.

В период 2020-2022 гг. будет проведено три аукциона (по одному в год). На каждом аукционе планируется закупить по 0,7 ТВт*ч «зеленой» электроэнергии. Аукционы состоятся 29 мая 2020 г., 6 апреля 2021 г. и 19 апреля 2022 г.

По словам Министра энергетики Литвы Жигимантаса Вайчюнаса, утверждение графика проведения аукционов способствует увеличению производства «зеленой и чистой» электроэнергии в Литве, т.к. обеспечит возможность потенциальным инвесторам в сфере использования ВИЭ должным образом подготовиться к аукционам.



Ожидается, что к 2025 г. литовские электростанции на базе ВИЭ, будут производить до 5 ТВт*ч электроэнергии в год, что позволит на 30% сократить потребность в импорте электроэнергии.

Основываясь на лучшем европейском опыте, Литва впервые организует проведение нейтральных в отношении используемых технологий аукционов, которые открыты для всех ВИЭ-ресурсов, таких как солнце, ветер, биомасса, биогаз и другие. Ожидается, что аукционы обеспечат дальнейшее развитие возобновляемой и локальной энергетики в Литве.



По данным Европейской комиссии, Литва – вместе с Данией, Эстонией, Испанией и Португалией – входит в пятерку самых амбициозных стран ЕС с точки зрения целей по использованию ВИЭ к 2030 г.

Официальный сайт Минэнерго Литвы
<http://enmin.lrv.lt>

Польское правительство обещает больше инвестировать в ВИЭ и атомную энергетику

В преддверии всеобщих выборов и под растущим давлением по вопросам сокращения выбросов CO₂ и улучшения качества воздуха премьер-министр Польши пообещал инвестировать больше средств в развитие возобновляемой (в основном солнечной и офшорной ветровой генерации) и атомной энергетики, продолжая при этом поддерживать угольные электростанции. Правительство страны планирует практически утроить текущую установленную мощность СЭС в стране и довести ее до 1,5 ГВт.

Несколько крупных проектов сооружения фотоэлектрических СЭС уже находятся в стадии разработки. Так, польская инвестиционная компания NeoInvestments и китайская энергетическая компания China Sinogy Electric Engineering объявили о планах построить СЭС мощностью 600 МВт в Пшиконе (Przykona), которую планируется ввести в эксплуатацию к 2021 г. Кроме того, корпорация KGHM Polska Miedź (специализируется в производстве меди и серебра) и государственная энергокомпания Polska Grupa Energetyczna (PGE) объявили о своем сотрудничестве в проекте строительства СЭС мощностью 500 МВт на горнодобывающих объектах KGHM к 2023 г.

Целевой показатель в 1,5 ГВт мощности ВИЭ-генерации составляет около 3% от суммарной текущей мощности генерации страны. Тем не менее, планируемая мощность ВИЭ-генерации будет оставаться незначительной по сравнению с установленной мощностью угольной генерации, составляющей в настоящее время около 4/5 от общего объема генерирующей мощности страны.

Правительство оценивает затраты на декарбонизацию польской экономики в € 700-900 млрд.

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

В Сербии введена в эксплуатацию крупнейшая на Балканах ВЭС

В Сербии введена в эксплуатацию ВЭС Ćibuk 1. Станция расположена к северо-востоку от г. Белград и занимает площадь в 37 км². На площадке станции установлено 57 ветровых турбин производства GE номинальной мощностью 2,78 МВт, размещенных оптимальным образом в целях увеличения суммарной выдаваемой мощности и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Максимальная выходная мощность ВЭС – 158 МВт, годовая выработка электроэнергии – 475 ГВт*ч. Высота турбины ВЭС в верхней точке лопасти составляет 180 м. Ротор каждой турбины диаметром 120 м оснащен 3 лопастями. Турбина установлена на бетонном основании диаметром 19 м и толщиной 3 м. Основание турбины крепится на 25 бетонных сваях диаметром 0,6 м, заглубленных в грунт на 16 м. Турбины будут подключены к силовому трансформатору, установленному на площадке ВЭС, с помощью подземных кабелей. Для присоединения ВЭС к действующей ВЛ 400 кВ будет построена новая ВЛ 400 кВ.

Проект строительства ВЭС Ćibuk 1 разработан сербской компанией Vetroelektrane Balkana, находящейся в собственности совместного предприятия Tesla Wind d.o.o.⁴. Проект стоимостью € 300 млн разработан при финансовой поддержке Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР) и Международной финансовой корпорации (МФК), входящей в группу Всемирного банка. Финансовое закрытие проекта состоялось в мае 2018 г. ЕБРР и МФК совместно предоставили € 215 млн для проекта.

ВЭС обеспечит электроэнергией до 113 000 домохозяйств, что позволит сократить объем ежегодных выбросов CO₂ на 370 000 тонн.

Электричество, вырабатываемая ВЭС Ćibuk 1, будет продаваться по льготному тарифу в соответствии с 12-летним соглашением о покупке электроэнергии

⁴ Образовано компанией Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company), фондом Taaleri SolarWind I (управляется финским фондом по разработке ВИЭ инфраструктуры Taaleri Energia), и немецким финансовым институтом развития (дочерней компанией KfW Group) DEG-Deutsche Investitions-und Entwicklungsgesellschaft mbH.



(power purchase agreement, PPA), подписанным с дочерней компанией государственной энергокомпании Elektroprivreda Srbije (EPS), в октябре 2016 г. Срок эксплуатации ВЭС, как ожидается, составит 25 лет.

Сербия, которая по-прежнему сильно зависит от угольной генерации, приняла на себя обязательства обеспечить 27% внутреннего производства энергии из ВИЭ к 2020 г.

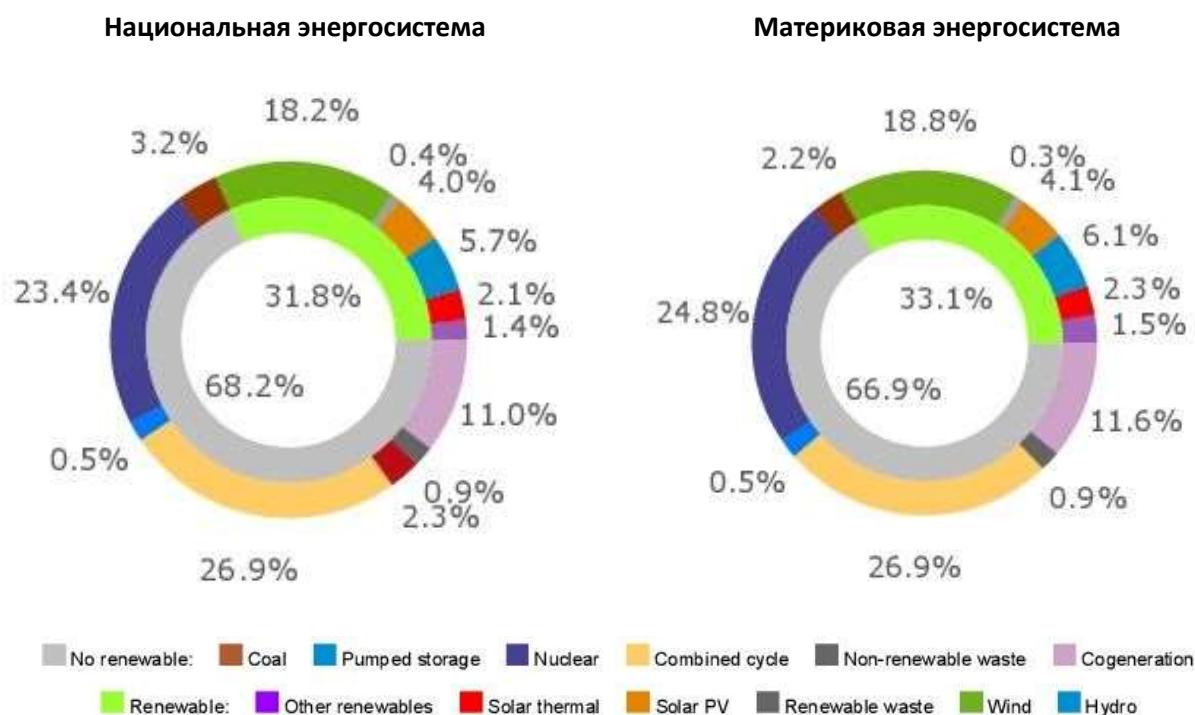
Информационно-аналитические ресурсы Power Technology, PEI
<https://www.power-technology.com>, <https://www.powerengineeringint.com>

Испанский REE оценил динамику производства и потребления в энергосистеме в сентябре 2019 г.

По предварительным данным, опубликованным испанским системным оператором REE, в сентябре 2019 г. суммарный объем выработки электроэнергии в национальной энергосистеме составил 21 373 ГВт*ч, в ее материковой части – 20 165 ГВт*ч.

По типам объектов генерации в сентябре по сравнению с августом 2019 г. первое место сохранили за собой ТЭС комбинированного цикла (26,9%), второе – АЭС (23,4%), третье – ветропарки (18,2%). При этом объекты ВИЭ-генерации суммарно обеспечили 31,8% выработки, что выше, чем в августе (28,1%).

Для материковой части показатели сходны – ТЭС комбинированного цикла обеспечили 26,9%, АЭС – 24,8% и ветропарки – 18,8%. На долю ВИЭ-генерации пришлось 33,1% от общей выработки.



Общий объем потребления электроэнергии в национальной энергосистеме составил 21 262 ГВт*ч – ниже, чем в августе 2019 г. (22 672 ГВт*ч), и на 3,9% ниже, чем в сентябре 2018 г. В материковой части потребление составило 19 901 ГВт*ч, что ниже, чем в августе 2019 г. (21 139 ГВт*ч), и на 4,1% ниже, чем в сентябре 2018 г.

Официальный сайт REE
<http://www.ree.es>

Средняя недельная цена на электроэнергию в Литве выросла меньше всего по сравнению с другими странами Балтии

Системный оператор Литвы Litgrid опубликовал еженедельный отчет с анализом изменения оптовой цены на электроэнергию, продаваемую в литовской торговой зоне электроэнергетической биржи Nord Pool, динамики импорта/экспорта и распределение перетоков, а также изменений выработки и потребления электроэнергии в странах Балтии за период с 7 по 13 октября.

Так, по данным Litgrid в Литве средняя недельная цена на электроэнергию выросла на 3% – до 47,2 €/МВт*ч, что меньше, чем в остальных странах Балтии.

Системная цена Nord Pool выросла на 6% – до 37,3 €/МВт*ч, в то время как на торговых площадках рынка Nord Pool биржевая цена в среднем выросла на 3% (до 40,5 €/МВт*ч). Самая высокая недельная цена на электроэнергию зафиксирована в Польше – 51,1 €/МВт*ч, что, тем не менее на 1% ниже, чем на предыдущей неделе. Цены на электроэнергию также увеличились в Латвии – на 5% (до 48,4 €/МВт*ч) и в Эстонии – на 9% (до 50,0 €/МВт*ч).

Рост цен на электроэнергию в странах Балтии был обусловлен ростом потребления электроэнергии, увеличением выработки ТЭС, ростом цен на электроэнергию в балтийском регионе и ограничением пропускной способности электрических связей между Швецией и Финляндией. Остановлен рост цен был за счет увеличения выработки ветровой генерации.

Суммарно собственная генерация Балтийских стран покрывает 54% их общего потребления электроэнергии (294 ГВт*ч). За указанный период отмечен рост выработки всех видов генерации – выработка ГЭС выросла на 35%, ВЭС – на 30% и ТЭС – на 10%. При этом суммарное потребление электроэнергии в странах Балтии выросло на 1% (до 545 ГВт*ч). Больше всего потребление выросло в Эстонии – на 3%. В Латвии потребление выросло на 1%, в то время как в Литве оно осталось на уровне предыдущей недели.

Собственная генерация Эстонии обеспечивала 60% общего спроса на электроэнергию в стране (выработка составила 103 ГВт*ч при спросе в 171 ГВт*ч). В Латвии за счет выработки собственной генерации было обеспечено 80% потребления (выработка – 114 ГВт*ч, потребление – 142 ГВт*ч), а в Литве – 33% (выработка – 77 ГВт*ч, потребление – 233 ГВт*ч).

За указанный период выработка ветровой генерации в Эстонии упала на 24% (до 58 МВт*ч), а в Латвии и Литве выросла – соответственно на 32% (до 14 МВт*ч) и на 71% (до 172 МВт*ч).

В Литве суммарное производство электроэнергии выросло на 25%. При этом выработка ветровой генерации, как уже было отмечено, увеличилась на 71%, тепловой – на 13%, и только выработка гидрогенерации снизилась на 2%, что было обусловлено текущим ремонтом энергоблока № 1 Круонио ГАЭС. Структура выработки электроэнергии в Литве за указанный период сложилась следующим образом: ТЭС – 43%, ВЭС – 37% и ГЭС – 20%.

67% электроэнергии, потребленной в Литве за период с 7 по 13 октября, было импортировано. При этом объем импортируемой электроэнергии по сравнению с предыдущей неделей сократился на 3%. Структура импорта сложилась следующим образом: 58% из третьих стран, 36% из Швеции, 4% из Польши и 2% из Латвии.



Суммарный переток электроэнергии из Литвы за указанный период увеличился на 8% за в сравнении с предыдущей неделей. Из-за ограничений на связях Швеция – Финляндия перетоки электроэнергии в регионе перераспределились – большая часть трафика электроэнергии была направлена в Эстонию и Финляндию.

Это также повлияло на распределение литовского экспорта – доминирующее направление экспортных поставок электроэнергии в Польшу сменилось экспортом в Латвию. При этом распределение экспортных перетоков электроэнергии было следующим: в Латвию – 75%, в Польшу – 24%, в Швецию – 1%.

В течение указанного периода доступная для торговли пропускная способность литовско-польского соединения LitPol Link в направлении Польши была использована в среднем на 21%, а в сторону Литвы – на 23%. Коэффициент использования пропускной способности литовско-шведского соединения NordBalt в направлении Литвы составил 75%.

Официальный сайт Litgrid
<https://www.litgrid.eu>

Калифорнийский CAISO объявил о присоединении ВРА к своему балансирующему рынку

Независимый системный оператор американского штата Калифорния CAISO объявил о решении Bonneville Power Administration (BPA)⁵ с 2022 г. присоединиться к EIM – балансирующему рынку CAISO для энергокомпаний и организаций западных штатов США. Соответствующее соглашение подписано между CAISO и BPA.

В случае успешной реализации своих планов BPA станет вторым федеральным агентством, которое войдет в состав EIM, – соглашение с CAISO о присоединении к EIM в 2021 г. уже подписало подразделение WAPA⁶ по региону Сьерра-Невада.

Целью EIM является оптимизация ценообразования при избытке дешевой ветровой и солнечной генерации. Его участниками в настоящее время являются энергокомпании и организации восьми штатов: Калифорнии, Невады, Орегона, Вашингтона, Юты, Айдахо, Аризоны и Вайоминга. Если, как рассчитывает CAISO, к 2023 г. география рынка расширится за счет Монтаны и Нью-Мексико, зона действия EIM полностью охватит Запад США, за исключением штата Колорадо.

Официальный сайт CAISO
<http://www.caiso.com>

⁵ Bonneville Power Administration - одна из четырех так называемых федеральных администраций (управлений) по электроэнергетике (Power Marketing Administration) в составе министерства энергетики США, со статусом независимых агентств, которые несут ответственность в своих регионах за функционирование объектов гидроэнергетики, их участие в оптовых рынках и развитие сопутствующей инфраструктуры. Под управлением BPA находится 31 гидроэнергетический объект на территории 8 штатов (Вашингтон, Орегон, Айдахо, Монтана, Вайоминг, Юта, Невада и Калифорния).

⁶ Под управлением Western Area Power Administration (WAPA) находятся 55 гидроэнергетических объектов на территории 15 штатов (Аризона, Калифорния, Колорадо, Айова, Канзас, Миннесота, Монтана, Небраска, Невада, Нью-Мексико, Северная Дакота, Южная Дакота, Техас, Юта, Вайоминг). Подразделение по Сьерра-Неваде несет ответственность за объекты, расположенные в восточной части Калифорнии.

