



EnergyNet

National
Technology Initiative

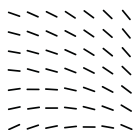
Инфраструктурный центр EnergyNet

Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся ВОЗМОЖНОСТИ

Экспертно-аналитический доклад
под редакцией Ф. Опадчего, Д. Холкина

МОСКВА 2019

IEA
БИБЛИОТЕКА



EnergyNet

National
Technology Initiative

Инфраструктурный центр EnergyNet

Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности

Экспертно-аналитический доклад

МОСКВА 2019

ИЭА
БИБЛИОТЕКА

Под редакцией:

Федор ОПАДЧИЙ,
заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС»

Дмитрий ХОЛКИН,
директор Инфраструктурного центра EnergyNet

Авторский коллектив:

Владимир СИДОРОВИЧ,
руководитель Аналитического направления
Инфраструктурного центра EnergyNet

Борис БОКАРЕВ,
руководитель Проектного направления
Инфраструктурного центра EnergyNet

Игорь ЧАУСОВ,
ведущий эксперт
Инфраструктурного центра EnergyNet

Максим КУЛЕШОВ,
начальник Департамента рынка системных услуг
АО «СО ЕЭС»

Сергей РЫЧКОВ,
начальник отдела Департамента рынка системных услуг
АО «СО ЕЭС»

Илья БУРДИН,
ведущий эксперт Инфраструктурного центра EnergyNet

СОДЕРЖАНИЕ

Список иллюстраций	5
Список таблиц	5
Список сокращений	6
1. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	7
2. ВВЕДЕНИЕ	11
3. ЧТО ТАКОЕ УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ И ДЛЯ ЧЕГО ОНО НУЖНО	13
4. МИРОВОЙ ОПЫТ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ	18
5. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ В РОССИИ	22
5.1 Цели и задачи развития управления спросом в России	22
5.2 Управление спросом в различных сегментах энергетического рынка	24
5.2.1 Обеспечение функционирования агрегаторов управления спросом на рынке мощности	25
5.2.2 Обеспечение функционирования агрегаторов управления спросом на РСВ	27
5.2.3 Решение локальных проблем рынка мощности	29
5.2.4 Формирование новой услуги по управлению спросом для выравнивания графика загрузки сетевых мощностей и возможности присоединения новых потребителей	31
5.3 Общий экономический эффект от внедрения управления спросом	32
6. ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО УПРАВЛЕНИЮ СПРОСОМ РОЗНИЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	33
6.1 Как принять участие в пилотном проекте	35
6.1.1 Модель агрегатора управления спросом.	36
6.1.2 Модель механизма управления спросом с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года	37
7. КАК СТАТЬ ЛИДЕРОМ РЫНКА В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ.	41
7.1 Стратегические ориентиры для агрегаторов	41
7.2 Стратегические ориентиры для технологических компаний	48
8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.	51

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Мировой опыт управления спросом	53
1.1 США	55
1.1.1 PJM	57
1.1.2 Участие розничных потребителей в управлении спросом в США (Mass Market).	61
1.2 Европа	62
1.2.1 Франция	64
1.2.2 Великобритания	66
1.2.2.1 Рынок системных услуг	67
1.2.2.2 Рынок мощности	70
1.3 Япония	71
1.4 Китай	73

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Управление спросом в России. Исходные условия и история	75
2.1 Исходные условия	75
2.2 Этапы управления спросом в России.	78
2.3 Ключевые изменения нормативно-правовой базы	81

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

Накопители энергии в сфере управления спросом: возможности симбиоза	83
--	-----------

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

Вариант технической реализации агрегатора управления спросом на основе архитектуры Интернета энергии (IDEA)	85
--	-----------

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.

Постановление Правительства РФ от 20 марта 2019 г. № 287	89
---	-----------

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЗС	Автозаправочная станция
АВРЧМ	Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности
АО	Акционерное общество
АТС	Администратор торговой системы
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВСВГО	Выбор состава включенного генерирующего оборудования
ГП	Гарантирующий поставщик
ГТП	Группа точек поставки
ДОН	Добровольное ограничение нагрузки
ДПМ	Договор о предоставлении мощности
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЗСП	Зона свободного перетока
КОМ	Конкурентный отбор мощности
МЭА	Международное энергетическое агентство
НПРЧ	Нормированное первичное регулирование частоты
НТИ	Национальная технологическая инициатива
ОДУ	Оперативно-диспетчерское управление
ОЭС	Объединенная энергетическая система
РСВ	Рынок на сутки вперед
РСК	Распределительной сетевой комплекс
СО ЕЭС	Системный оператор единой энергетической системы
ТГ	Торговый график
ЦЗСП	Ценозависимое снижение потребления
DR	Demand response – Управление спросом
IDEA	Internet of Distributed Energy Architecture – Архитектура интернета распределённой энергии
IoT	Internet of Things – Интернет вещей



1. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1

В 2019 году в России в пилотном режиме **на электроэнергетическом рынке запускается новый механизм – управление спросом розничных потребителей**. Механизм ценозависимого снижения потребления (ЦЗСП) субъектов оптового рынка действует с 2017 года, но пока не смог достичь своей потенциальной эффективности из-за ряда факторов, в первую очередь, недостаточного количества участников и малого числа срабатываний. Пилотный проект по управлению спросом розничных потребителей запускается в развитие этого механизма. Недостатки уже действующей модели были учтены при формировании нормативной базы для проведения пилотного проекта.

2

Управление спросом розничных потребителей электроэнергии в перспективе – важный инструмент поддержания и регулирования баланса спроса и предложения на электроэнергетическом рынке. Управление спросом – источник гибкости для энергосистемы, который может использоваться для оперативного регулирования баланса мощности в ней, повышения системной надёжности, снижения цен. При этом **управление спросом позволяет массовым потребителям зарабатывать на этом рынке**, внося свой полезный вклад в улучшение работы энергосистемы.

3

Мировая практика показывает, что управление спросом позволяет задействовать для управления энергосистемой мощности потребителей в объеме до 5–10% от пикового спроса с потенциалом роста до 15% и более в среднесрочной перспективе. К 2025 году мировой рынок услуг по управлению спросом **вырастет в сравнении с 2018 годом в 3,5 раза – до 144 ГВт**.

4

По предварительным оценкам реально достижимый и экономически оправданный потенциал управления спросом для ЕЭС России может составить **4–6 ГВт**. Сводный **экономический эффект от управления спросом в России в перспективе может составить 67–105 млрд рублей в год**. Этот общесистемный эффект, формирующийся за счет снижения цен на электроэнергию, оптимизации загрузки генерации, повышения эффективности использования сетевых мощностей, оптимизации планов долгосрочного развития генерации и сетей, будет формироваться и нарастать постепенно и кумулятивно. Его реально достижимая величина будет зависеть от учета возможностей управления спросом на разных временах управления и планирования развития энергосистемы и реальной эффективности этого механизма.

5

20 марта 2019 было утверждено Постановление правительства Российской Федерации №287, в котором определены правила действия нового механизма управления спросом с участием **агрегаторов управления спросом** – организаций, объединяющих ресурсы розничных потребителей для предоставления услуг по управлению спросом как нового вида услуг по обеспечению системной надежности. На первом шаге **в 2019–2020 гг. новый механизм управления спросом будет отработан в пилотном режиме на ограниченном объеме услуг (управляемых мощностей потребителей)**. По итогам «пилота» будет определена и утверждена целевая конструкция для работы агрегаторов на оптовом рынке.

6

Оплату услуг агрегаторов управления спросом на время действия пилотного проекта предполагается производить по средневзвешенной нерегулируемой цене на мощность для потребителей на оптовом рынке. **Это позволяет получить около 85 тысяч рублей в год за предоставление услуги по снижению нагрузки всего лишь на 10 кВт**, что заинтересует многих розничных покупателей и агрегаторов управления спросом, ведь это означает для них снижение платы за электроэнергию на 15–20%.

7

Приоритетными розничными потребителями, которые могут внести существенный вклад в управление спросом и работу с которыми агрегаторам управления спросом стоит рассматривать в первую очередь, являются те потребители, нагрузка которых может быть кратко-срочно снижена (или «сдвинута» во времени) без ущерба для основной деятельности. К ним относятся **объекты, в рамках которых вклад в нагрузку вносят системы вентиляции и кондиционирования, холодильное и насосное оборудование, электрический обогрев, электрические водонагреватели** – промышленные предприятия и коммерческая недвижимость, например, торгово-развлекательные центры, офисные центры, объекты логистической инфраструктуры (склады, контейнерные терминалы, сортировочные центры), спортивные объекты, например, ледовые дворцы.

8

Опыт показывает, что развитие практики управления спросом идёт от «простого к сложному»: прежде всего охватываются «лежащие на поверхности» крупные потребители, агрегирование которых осуществляется относительно просто, но постепенно к участию в управлении спросом привлекаются всё более мелкие потребители вплоть до отдельных домохозяйств. По такому пути пойдёт развитие рынка и в России. Поэтому **ключевым фактором конкурентоспособности на новом рынке станут принципиально новые технологии**: цифровые транзакционные платформы, современные системы измерения, решения на основе «больших данных», искусственного интеллекта, Интернета вещей и систем беспроводной связи. Для обеспечения легкой и быстрой масштабируемости бизнес-моделей агрегаторов управления спросом рекомендуется использовать новые платформенные архитектурно-технологические решения. В частности, один из вариантов такого решения – Интернет энергии (IDEA) – разрабатывается в рамках дорожной карты Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет».

Инфраструктурный центр «Энерджинет» будет осуществлять экспертную, технологическую и административную поддержку компаний, сделавших стратегическую ставку на участие в пилотном проекте по управлению спросом. Это позволит им получить квалифицированную помощь в привлечении инструментов поддержки Национальной технологической инициативы, технологий и компетенций научных организаций и сообщества «Энерджинет». **Проектная группа «Агрегаторы управления спросом», организованная АО «СО ЕЭС» и инфраструктурным центром «Энерджинет»,** станет площадкой для выработки целевой модели механизма управления спросом на энергетических рынках и разработки нормативно-правовой базы для её функционирования.

2. ВВЕДЕНИЕ

Экспертно-аналитический доклад «Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности» посвящен проблемам и перспективам практики управления спросом (demand response) в Российской Федерации.

В докладе мы постарались ответить на вопросы, касающиеся развития практики управления спросом в России:

- Каких размеров рынок управления спросом на электроэнергию может достичь в России и как он будет устроен?
- Что необходимо знать заинтересованным компаниям для участия в пилотном проекте по функционированию агрегаторов управления спросом на розничном рынке?
- Что необходимо делать участникам энергетических рынков и технологическим компаниям, чтобы занять лидерские позиции на рынке продуктов, услуг и решений для управления спросом?

Доклад адресован в первую очередь представителям компаний, которые ищут возможности для реализации новых бизнес-моделей, рыночных продуктов и услуг в электроэнергетике, а также инвесторов, находящихся в поиске новых быстро растущих рынков. Мы надеемся, что доклад положительно повлияет на их решение поучаствовать в формировании нового для России рынка управления спросом. Не менее полезным доклад будет для представителей профильных органов государственной власти, электроэнергетических и энергосбытовых компаний, гарантирующих поставщиков, институтов развития; научного, инженерного и предпринимательского сообщества исследователей, разработчиков и производителей технологических решений для управления спросом; розничных потребителей – потенциальных участников управления спросом. Он будет важен также для широкого круга интересующихся развитием современных технологий в энергетике, в том числе для школьников, студентов и аспирантов.

Доклад подготовлен в рамках реализации плана мероприятий (“дорожной карты”) по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению “Энерджинет”, утвержденного Распоряжением Правительства Российской Федерации №830-р от 28 апреля 2018 г., и является экспертно-аналитическим обеспечением пилотного проекта по управлению спросом, регулируемого Постановлением правительства РФ от 20 марта 2019 г. № 287.

В процессе подготовки доклада в 2018–2019 годах Инфраструктурным центром «Энерджинет» совместно с АО «СО ЕЭС» было проведено несколько экспертных сессий, заседаний проектной группы, встреч, семинаров по теме доклада с присутствием потенциальных участников пилотного проекта и будущего рынка продуктов и услуг в сфере управления спросом.

3. ЧТО ТАКОЕ УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ И ДЛЯ ЧЕГО ОНО НУЖНО

В электроэнергетической системе спрос и предложение должны быть сбалансированы в каждый момент времени. В связи с тем, что потребление электроэнергии постоянно колеблется, энергосистемы строятся таким образом, чтобы справляться с этой переменчивостью и обеспечивать безопасное и бесперебойное энергоснабжение. То есть энергетическим системам присуща гибкость для постоянного поддержания баланса, нарушение которого грозит отклонением частоты и перебойми в энергоснабжении.

Традиционно гибкость в энергосистеме обеспечивается маневренностью тепловых и гидроэлектростанций, их способностью быстро увеличивать и сбрасывать нагрузку. В то же время гибкость может обеспечиваться и с помощью других средств, причём не только на стороне предложения, но и на стороне спроса. Это стало возможным в результате развития новых технологий, предлагающих дешёвые решения для управления нагрузкой на стороне потребителей, согласованного управления большими множествами активных потребителей и просьюмеров, организации экономических транзакций на основе цифровых платформ.

Один из таких новых источников гибкости в энергосистемах – управление спросом (Demand response), механизм **изменения потребления электроэнергии конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в ответ на ценовые сигналы или прямые команды. Такими сигналами могут быть изменение цен на электроэнергию во времени или стимулирующие выплаты, предусмотренные для того, чтобы снизить потребление в периоды высоких цен на электроэнергию на оптовом рынке, обеспечить динамическое регулирование генерации на базе ВИЭ или в моменты, когда системная надёжность под угрозой.**

Управление спросом может снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, приводит к снижению цен на розничном

рынке. Управление спросом считается эффективным путем к снижению цен на рынке электроэнергии в пиковые часы, когда для покрытия спроса на электроэнергию привлекаются наименее эффективные генерирующие объекты («пиковые» мощности). При этом относительно небольшое снижение потребления может привести к существенному снижению цены на электроэнергию.

С технологической точки зрения управление спросом не является самостоятельной технологией. Управление спросом – это практика, повышающая гибкость энергосистемы за счет применения множества разных технологий, позволяющих потребителю изменять спрос на электроэнергию из сети.

Управление спросом – это средство оптимизации энергетической системы. С экономической точки зрения система становится более рациональной (повышается эффективность использования существующих генерирующих и сетевых мощностей, снижается потребность в инвестициях в новые мощности). С технологической точки зрения системные операторы получают новый инструмент, повышающий гибкость, помогающий уменьшить отклонения частоты и, в итоге, обеспечить более высокую надежность энергоснабжения и качество электроэнергии.

По последним научным исследованиям, в которых различные ресурсы сравниваются по их потенциалу оказания вспомогательных услуг (в российской терминологии – услуг по обеспечению системной надежности), управление спросом стоит в ряду с традиционной и возобновляемой генерацией, а также накопителями энергии и способно с хорошим качеством оказывать услуги по регулированию и восстановлению частоты, обеспечивать системную гибкость¹ (**Таблица 1**).

Таким образом, управление спросом – это равноценный, наряду с генерацией и системами накопления энергии, ресурс, подходящий для оказания широкого спектра услуг энергосистеме. Неудивительно, что

¹ Sources of grid reliability services, The Electricity Journal, Volume 31, Issue 9, 2018, Pages 1–7.
<https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002>

Таблица 1. Оказание системных услуг разными участниками энергетического рынка

Источник: *Sources of grid reliability services, The Electricity Journal, Volume 31, Issue 9, 2018, Pages 1–7, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002>.*

	Инверторные генераторы			Синхронные генераторы				Управление спросом
	Ветер	Солнце	Батареи	ГЭС	Газовые	Угольные	АЭС	
Поддержание непрерывности энергоснабжения (fault ride through)	●	◐	◐	●	◐	◐	◐	◐
Управление реактивной мощностью и напряжением	●	●	●	●	●	●	◐	◐
Инерционный отклик и быстрое регулирование частоты	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐
Стабилизация частоты	◐	◐	◐	◐	●	◐	◐	◐
Восстановление частоты	◐	◐	◐	●	●	◐	○	◐
Автоматическое регулирование частоты (AGC)	◐	◐	●	●	●	◐	○	●
Диспетчеризируемость/ Гибкость	◐	◐	●	●	◐	◐	○	◐

Применимость

● – отлично ◐ – очень хорошо ◐ – хорошо ◐ – ограниченно ○ – не подходит

сегодня во всех технологически развитых странах этот ресурс задействуется, и во многих случаях регуляторам законодательно предписывается обеспечивать недискриминационный доступ ресурсов управления спросом к участию в энергетических рынках.

Конечные потребители электроэнергии в подавляющем большинстве не имеют юридических и технических возможностей для прямого участия в организованных рынках электроэнергии и мощности. Поэтому для обеспечения их доступа к деятельности по управлению спросом используются специальные организации – агрегаторы.

Агрегаторы управления спросом – организации, которые приобретают услуги розничных потребителей, консолидируют их способность изменять потребление и конвертируют ее в товары и услуги на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг, а также транслируют часть полученного на оптовом рынке эффекта потребителям.

Агрегатор управления спросом:

- занимается поиском потребителей, обладающих возможностями изменения потребления без ущерба для основной деятельности;
- проводит оценку имеющихся у потребителей возможностей изменения потребления, разрабатывает оптимальные алгоритмы участия в программах управления спросом, оснащает потребителей необходимыми системами автоматизации, приборами и устройствами;
- выступает в роли агента на оптовом рынке – потребителю не нужно разбираться в сложных правилах, налаживать взаимодействие с инфраструктурой оптового рынка, проходить сложные процедуры допуска и т.п.;
- предоставляет на оптовом рынке ресурс совместного изменения нагрузки группы потребителей в виде единого элемента, несет ответственность за исполнение обязательств на рынке.

Благодаря агрегатору управления спросом розничный потребитель получает возможность влиять на баланс спроса и предложения на оптовом рынке, не становясь при этом субъектом оптового рынка, не разбираясь в его правилах, не осуществляя сложно-регламентированного оперативного взаимодействия с коммерческим и системным операторами. Иными словами, агрегатор конвертирует способность потребителя изменять потребление в определенный момент времени в товары и услуги на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг.

Все энергосистемы мира строятся по примерно одинаковым принципам, обусловленным законами физики и электротехники. С этой точки

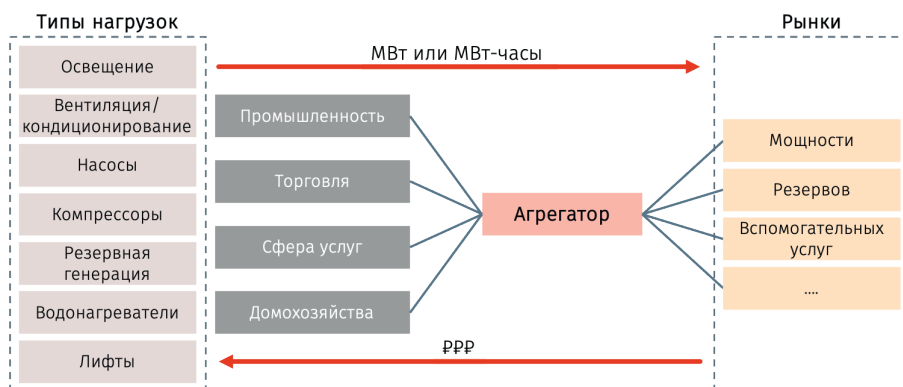


Рисунок 1. Роль агрегаторов

зрения практически любой механизм, успешно работающий на одном рынке, может тиражироваться на другие. Однако практическая возможность его применения определяется регуляторными и технологическими условиями той или иной юрисдикции. Эти условия либо отторгают новый технологический пакет, либо позволяют его интегрировать и развивать.

Инновационный подход к развитию энергетики предполагает корректировку нормативной базы, которая бы позволила открыть возможности для применения новых технологий, направленных на повышение эффективности работы энергетического сектора. Именно такую задачу ставит перед собой рабочая группа Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет» при поддержке АО «СО ЕЭС» и Минэнерго России.

В связи с упомянутым универсальным принципом устройства мировых энергосистем, технологические решения российских технологических компаний для механизма управления спросом будут востребованы не только в России, но и на зарубежных рынках.

4. МИРОВОЙ ОПЫТ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

На сегодняшний день в разных странах и регионах рыночный механизм управления спросом развит неравномерно, но вектор политики един – это повышение роли DR в энергосистемах, что выражается как в эволюции нормативной базы, фактически *законодательно предписывающей применение управления спросом в ряде государств*, так и в росте объемов рынка в натуральном и денежном выражении.

По данным Navigant Research², объем глобального рынка продуктов и услуг в сфере Demand response в 2016 г. составил в натуральных показателях 39 ГВт, из них 28 ГВт на территории Северной Америки: 21 ГВт – за счет программ DR для коммерческих и промышленных потребителей и 7 ГВт – за счет программ DR для бытовых потребителей и малого бизнеса.

По прогнозу Navigant Research³, к 2025 году мировой рынок вырастет в 3,5 раза – до 144 ГВт. При этом самый значительный рост ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также в Европе.

Инструменты управления спросом набирают популярность во многих странах. В то же время лишь в немногих из них рынок Demand response можно охарактеризовать как зрелый. В большинстве государств он до сих пор находится в стадии становления или раннего развития.

Например, управление спросом в КНР, на потенциально самом большом в мире рынке, пока применяется (и в ближайшие годы, по оценкам экспертов, будет применяться) в пробном режиме, поскольку энергетика страны пока не готова к полной интеграции механизма⁴.

² Navigant Research, Market Data: Demand response, 2016.
<https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025>.

³ Там же.

⁴ <http://en.cnesa.org/featured-stories/2017/2/15/post-trial-period-a-review-of-beijings-demand-response-program>



Рисунок 2. Прогноз развития управления спросом (DR) в мире до 2025 года

Источник: Navigant Research, 2016.

В Европе, несмотря на довольно жесткие требования Европейского Союза, направленные на стимулирование внедрения механизмов управления спросом в практику, до сих пор существуют весомые различия между странами по уровню развития Demand response⁵:

Рынки управления спросом, которые можно отнести к категории «зрелых», также не являются статичными, на них идёт постоянный процесс оптимизации: происходит совершенствование механизмов управления спросом, создаются новые программы и отменяются неудавшиеся.

В рассмотренных нами странах, обзор практики управления спросом в которых приведен в **Приложении 1**, основные доходы от участия в программах управления спросом формируются на рынках мощности и вспомогательных услуг; рынок электроэнергии менее привлекателен с этой точки зрения.

⁵ SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Explicit Demand response in Europe. Mapping the Markets 2017», 2017.
<http://www.smartenergydemandcoalition.eu/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>

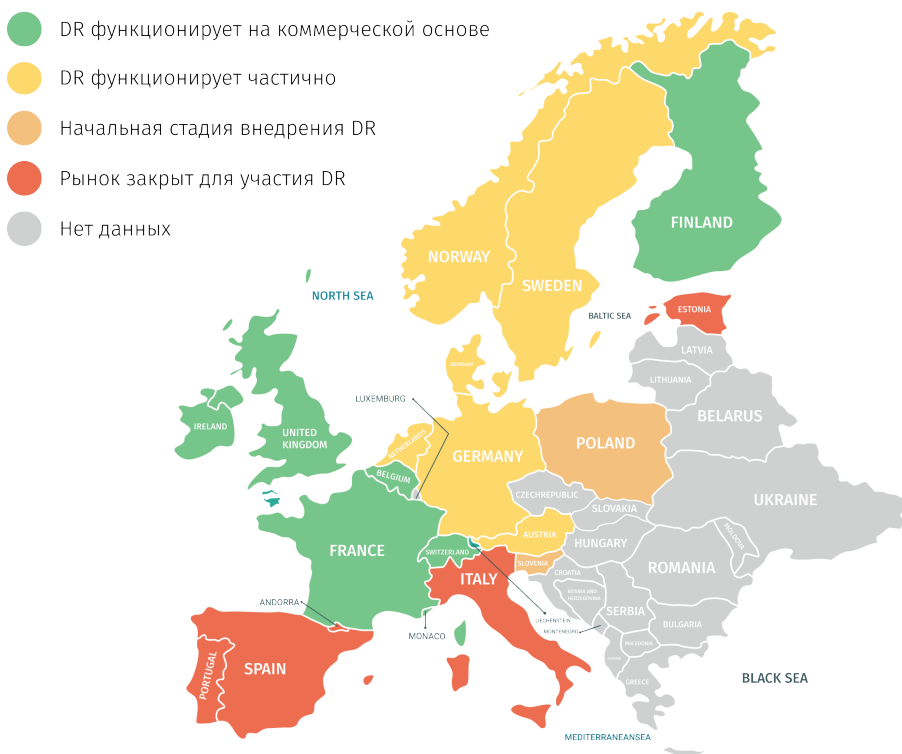


Рисунок 3. Управление спросом (DR) на энергетических рынках Европы

Для потребителей управление спросом всё чаще воспринимается не просто как средство получения дополнительного кратковременного дохода, но и в качестве одного из инструментов оптимизации энергоснабжения.

Важным трендом развития Demand response на международных рынках является вовлечение всё более мелких потребителей вплоть до отдельных домохозяйств в системы управления спросом. Этот процесс невозможен без принципиально новых технологий. Инновации в области искусственного интеллекта, Интернета вещей и «больших данных» создают возможности для экономически эффективного охвата множества розничных клиентов.

По оценке МЭА⁶, основной потенциал дальнейшего развития управления спросом сосредоточен в сфере эксплуатации зданий, особенно в части обогрева и кондиционирования. Для освоения этого потенциала требуются системы управления энергией (системы типа «умный дом»), включающие умные счётчики, термостаты, электрические розетки, бытовые приборы и программные платформенные решения, позволяющие регулировать потребление энергии множества устройств в соответствии с сигналами, поступающими от инфраструктурных организаций и агрегаторов, динамически управлять электрическим нагрузками домохозяйств в режиме реального времени.

Россия имеет возможность не только обобщить и использовать опыт других стран, но и догнать западные рынки по организационному и технологическому уровню управления спросом. При этом основные перспективы для российских технологических компаний на мировом рынке, на наш взгляд, находятся именно в сфере создания новых цифровых решений, позволяющих оптимально, с наименьшими издержками, интегрировать разные устройства, обеспечивать управление ими для целей управления спросом.

Обзор мирового опыта управления спросом приведен в **Приложении 1**.

⁶ IEA (International Energy Agency), «Digitalization & Energy», 2017.
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/DigitalizationandEnergy3.pdf>

5. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ В РОССИИ

5.1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ В РОССИИ

Различные элементы управления спросом на электрическую энергию, стимулирующие потребителей к снижению потребления в часы высокого спроса, действуют в России со второй половины 1990-х годов. Подробнее об истории вопроса управления спросом в России **см. Приложение 2.**

Управление спросом, являясь новым источником гибкости в энергосистеме, конкурирует как с наименее эффективной и наиболее дорогой частью действующей генерации, так и с инвестициями в новую генерацию и сетевые объекты, снижая потребность в них. Цели внедрения механизмов управления спросом можно разделить по времени проявления эффектов:

1. В краткосрочной перспективе это уменьшение затрат потребителей на энергоснабжение за счет более эффективного балансирования и снижения цен на РСВ.
2. В среднесрочной перспективе это вывод из эксплуатации неэффективного энергооборудования, замещенного в рамках реализации программ по управлению спросом.
3. В долгосрочной перспективе это временный отказ («сдвиг вправо») от строительства генерации или сетевого оборудования в энергорайонах быстрого роста спроса, территориальных, топливных, режимных или стоимостных ограничений на ввод новых энерго мощностей.

Для развития механизма управления спросом на энергетических рынках необходимо создать условия для формирования новых бизнес-практик. В частности, необходимо решить следующие задачи:

1. Определить статус агрегаторов как новых игроков рынка, новые возможные роли традиционных потребителей на действующих рынках и дать им возможность своими ресурсами управления спросом участвовать в формировании нового оптимума при балансировании энергосистем, а также зарабатывать на этом, повышая эффективность рынка.
2. Развивать действующие рынки, создавая новые механизмы, через которые участники, имеющие ресурс управления спросом, могут зарабатывать и повышать эффективность своих решений по накоплению или управлению нагрузкой.
3. За счет ресурса управления спросом создавать возможности предоставления новых услуг для сетевых и генерирующих компаний.

Опираясь на опыт стран, в которых практики управления спросом развиты достаточно давно, можно утверждать, что экономически осмысленная потребность в управлении спросом может достигать по мощности 10% от установленной мощности энергосистемы страны. Например, в США на рынке PJM торгуются услуги demand response в 9–11% от мощности энергосистемы США. На основе этих данных предельно достижимый потенциал управления спросом для ЕЭС России по ценовым зонам можно оценить в 6–10 ГВт для первой ценовой зоны и 2–3 ГВт для второй ценовой зоны, суммарно до 13 ГВт⁷. Этот же вывод следует из анализа числа часов использования мощности в энергосистеме: до 7% мощности ЕЭС используется всего лишь 4% времени в году.

Более точный анализ доступного к управлению за счет экономических сигналов и стимулов спроса на электроэнергию в России, основанный на оценках АО «СО ЕЭС», показывает, что управление спросом может уверенно заместить генерирующие мощности, используемые до 88 часов в год. При этом пилотный проект по введению управле-

⁷ Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К., «Распределенная энергетика в России: потенциал развития», Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, январь 2018.
https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf

ния спросом розничных потребителей предполагает, что агрегаторы спроса должны будут обеспечивать снижение потребления в течение 4 часов до 5 раз в месяц, что эквивалентно 240 часам использования мощности. Используя эти данные, на основе кривой продолжительности нагрузки за 2015–2017 гг. мощность генерации, которая может быть «замещена» управлением спросом, можно оценить в 4000 МВт (при 88 часах) и 6200 МВт (при 240 часах) соответственно.

5.2 УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ В РАЗЛИЧНЫХ СЕГМЕНТАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

Механизмы управления спросом могут быть применены в различных сегментах электроэнергетического рынка и использованы для решения ряда прикладных задач. В данном докладе рассматривается применение управления спросом по следующим направлениям:

- Снижение цены на РСВ за счет снижения спроса в пиковые часы.
- Снижение спроса на мощность на КОМ.
- Снижение потребности в строительстве и модернизации генерации (снижение потребности в ДПМ).
- Замещение вынужденной («по электрике») генерации.
- Снижение потребности в инвестициях в распределительных сетях.
- Замещение генерации в функции регулирования частоты (НПРЧ, АВРЧМ).

Последний сегмент рынка в России в целом очень мал: все услуги по НПРЧ и АВРЧМ не превышают в настоящее время 0,5 млрд. рублей в год. Управление спросом может составить в этой функции конкуренцию генерации, но этот сегмент рынка не формирует достаточного спроса на такую услугу.

Развитие рынка управления спросом в России может идти по четырем дополняющим друг друга направлениям:

5.2.1 Обеспечение функционирования агрегаторов управления спросом на рынке мощности

Агрегатор управления спросом участвует имеющимися ресурсами в процедурах формирования спроса на мощность в КОМ, снижая цену мощности.

Целевые эффекты:

- Снижение цены мощности для потребителей благодаря отказу от самых дорогих генераторов и мощностей, отнесенных к вынужденным генераторам в связи с угрозой наступления дефицита энергообеспечения.
- Среднесрочное снижение спроса на мощность. Этот эффект является отсроченным, так как в ходе КОМ проводился отбор мощности на 4 года вперед, а с текущего года – на 6 лет вперед. При этом для учета управления спросом при проведении КОМ необходимо сперва подтвердить эффективность этой практики как инструмента снижения спроса на мощность.
- Долгосрочное снижение спроса на мощность в инвестиционном сегменте рынка мощности («ДПМ-модернизация»). По мере того, как управление спросом превратится в устоявшуюся и распространенную практику, эта практика позволит снизить потребность в инвестициях в модернизацию и строительство генерации. Этот эффект является еще более отсроченным и возникает как минимум через 5–7 лет после появления на рынке продуктов и услуг в сфере управления спросом в системно значимых объемах.

Для достижения целевых эффектов могут использоваться разные механизмы реализации:

- 1.** Агрегатор управления спросом является «генератором» с особым порядком ценообразования:
 - подает заявку для участия в КОМ;

- замещает вынужденную (по «электрике») генерацию через участие в КОМ агрегатора управления спросом, механизм участия синхронизируется по срокам с проведением отбора КОМ, а объем поставки агрегатора привязывается к ГТП или ЗСП;
- для подтверждения готовности услуги к средне- и долгосрочному участию в КОМ, агрегатор подписывается под условиями проверки готовности, услуга оплачивается по факту подтверждения готовности и(или) участия ежемесячно в соответствии с разработанными механизмами верификации;
- обеспечивается учет ресурса агрегаторов управления спросом при формировании долгосрочных планов развития электроэнергетики;
- агрегатор подписывает договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, выполняет все или часть требований к генераторам, получает плату за участие в КОМ.

2. Агрегатор управления спросом является «потребителем» с особым порядком участия на рынке:

- в расчете цены КОМ учитывается как объем потребления потребителей под управлением агрегатора, так и объем ресурса управления спросом;
- цена мощности для агрегатора рассчитывается индивидуально с учетом эффекта от замещения дорогих генераторов.

Первый вариант представляется более простым и прозрачным для реализации в рамках сложившейся системы обязательств на оптовом рынке.

Это направление может стать приоритетным и первоочередным, поскольку:

- a. замещение генераторов дает быстрый и понятный эффект;
- b. участие достаточно легко смоделировать как по месту, так и по необходимому количеству участников;
- c. долгосрочность проведения КОМ дает возможность привлечь инвесторов и участников.

Отсроченный эффект снижения спроса на мощность, возникающий в силу практики управления спросом, может быть определен на основе цены мощности, определенной по результатам КОМ. Эффект от снижения спроса на мощность на КОМ на 4000 – 6200 МВт составит 7–11 млрд рублей в год.

Снижение потребления в пиковые часы одновременно снижает потребность в вводе новых генерирующих мощностей. Эта составляющая эффекта за счет конкуренции управления спросом с ДПМ может быть оценена на основе соответствующей компоненты цены на мощность. Долгосрочный эффект от снижения потребности в строительстве новых и модернизации действующих мощностей составит до 7–42 млрд рублей в год.

Наконец, управление спросом при распределенном размещении мощностей агрегируемых конечных потребителей может замещать генерацию, работающую в вынужденном режиме для поддержания электрического режима. Эта составляющая, возникающая в силу снижения количества мощностей, получающих статус работающих в вынужденном режиме, составит 0,5 – 0,8 млрд рублей в год.

5.2.2 Обеспечение функционирования агрегаторов управления спросом на РСВ

Агрегатор управления спросом участвует имеющимися ресурсами при формировании спроса на мощность при формировании цен на РСВ, снижая цену электроэнергии.

Целевые эффекты:

- снижение цены электроэнергии для потребителей в часы ценовых пиков за счет исключения из формирования цены РСВ наиболее дорогого предложения наименее эффективной генерации;
- выравнивание графиков нагрузки генерации;
- перераспределение загрузки генерирующих мощностей с самых неэффективных среди паросиловых блоков (более дорогих мощностей, загружающихся в часы пикового спроса на электроэнергию) в пользу более эффективных, в т.ч. существенно более эффективных парогазовых блоков и, как следствие, повышение топливной эффективности работы энергетики и экономия топливно-энергетических ресурсов.

Возможный механизм реализации:

- агрегатор управления спросом является генератором (виртуальной электростанцией) с особым порядком ценообразования, предлагающим ценозависимый объем генерации, позволяющий снизить цену электроэнергии на РСВ;
- агрегатор управления спросом участвует своими ресурсами, привязанными к ГТП поставки;
- оплата агрегатору управления спросом идет по общим правилам через инфраструктуру рынка на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.
- дополнительные возможности для агрегаторов управления спросом может обеспечить их допуск на балансирующий рынок (БР), поскольку они способны за счет дополнительной загрузки или разгрузки своих пользователей компенсировать возникающий положительный или отрицательный небаланс электроэнергии в системе.

Участие агрегаторов на РСВ возможно также предусмотреть в роли потребителей. Однако такая модель потребует более глубокого пересмотра правил функционирования рынка. В любом случае, для встраивания агрегаторов управления спросом в действующую модель РСВ требуется тщательная проработка изменений правил рынка, включая регламентирующие его НПА, в частности, учет модели ВСВГО и динамического моделирования участия (оценки эффекта) без отсечки по правилу 1% и получения эффекта по факту участия. Согласно результатам модельных расчетов АО «АТС» и АО «СО ЭЭС», снижение цены на РСВ при снижении спроса на 50 МВт обеспечивает годовой эффект в 390 млн. рублей. Если упрощенно принять, что снижение цены при снижении спроса происходит пропорционально (и допустимо использовать линейное приближение), то годовой эффект от управления спросом в размере 4–6 ГВт на РСВ можно оценить в зависимости от агрегированной мощности потребителей в 31–48 млрд. рублей.

5.2.3 Решение локальных проблем рынка мощности

В настоящее время действует отлаженный механизм предоставления услуг по регулированию частоты, вращающегося резерва и дополнительного резерва. По мере развития ВИЭ, возможно появление локальных проблемных участков (Юг России, Мурманская область) с потенциально большой долей недиспетчируемой генерацией (ВИЭ), которые потребуют создания механизмов привлечения локальных дополнительных ресурсов мощности для эффективного балансирования энергорайонов с высокой долей ВИЭ. Управление спросом могло бы стать эффективным средством решения таких локальных проблем на рынке мощности, обеспечивая необходимые резервы балансирующих мощностей без строительства более дорогостоящей и малоэффективной «пиковой» генерации.

Целевые эффекты:

- решение проблемы балансирования проблемных энергорайонов.

Возможные механизмы реализации:

1. Развитие рынка мощности:

- Услуга по управлению спросом привязывается к конкретному энергорайону (ЗСП, ГТП), СО определяет объем услуги и стартовую цену участия в отборе мощности, агрегаторы предлагают ценозависимые объемы услуг и формируют объем предложения, по итогам аукциона СО формирует объем платежа, который включает в ценообразование для ВИЭ в конкретном энергорайоне (ЗСП, ГТП). Доход агрегатора определяется исходя из объема фонда, формируемого СО в соответствии с платой за услуги по управлению режимами ВИЭ (повышенная ставка платы за услуги СО при размещении ВИЭ в отдельных энергозонах (повышенная ставка для определенной генерации в определенных энергозонах). Размер определяется для определенного энергорайона (ЗСП или ГТП) исходя из ожидаемого объема требуемой услуги;
- Агрегатор участвует в рынке мощности с особым порядком ценообразования.

2. Модель расчета рынка мощности учитывает особенности режимов в определенных ЗСП и формирует целевую плату таких агрегаторов.

Расчёт эффектов и объема рынка на сегодняшний день затруднен и будет выполнен после оценки режимной ситуации в ОЭС Юга и Мурманской области по мере ввода в эксплуатацию объемов ВИЭ.

5.2.4 Формирования новой услуги по управлению спросом для выравнивания графика загрузки сетевых мощностей и возможности присоединения новых потребителей

Сетевые компании могут стать заказчиком услуги на управление спросом для повышения эффективности загрузки распределительных сетей. Использование услуги управления спросом снизит потребности в новых распределительных сетевых мощностях и ускорит присоединение новых потребителей. За счет отсрочки инвестиций снизится нагрузка на инвестиционную программу сетевой компании. Оплата этих услуг может осуществляться за счет перенаправления финансирования из инвестиционных программ сетевых компаний в формируемые корпоративные программы работы с агрегаторами управления спросом.

Целевые эффекты:

- Более равномерная загрузка имеющихся сетевых энерго мощностей сокращает необходимые инвестиции в строительство новых подстанций;
- Повышение загрузки существующих сетевых энерго мощностей;
- Снижение затрат на содержание сетевых мощностей в энергодефицитных районах.

Механизм финансирования таких программ привязан к особенностям формирования инвестиционных программ или другим источникам снижения затрат:

- Услуга по управлению спросом привязывается к конкретной подстанции, имеющей высокие удельные затраты при увеличении мощности (пороговые затраты при достижении проектных нагрузок);
- Сетевая компания определяет величину затрат на строительство новой подстанции (модернизацию);

- На основании бенчмарка определяется минимальная величина удельных инвестиций в новое сетевое строительство и максимальная величина необходимой мощности, после которой необходимо проводить отбор предложений по услуге управления спросом;
- В случае превышения затрат над определенным уровнем, допустимой величиной размера необходимой услуги по управлению спросом и ожидаемой цены такой услуги, сетевая компания может провести отбор поставщиков услуги по управлению спросом с ценовым потолком, привязанным к стоимости нового строительства (модернизации);
- Услуга привязывается к потребителям, участие которых снизит нагрузку на выбранной сетевой мощности.

Снижение потребности в новых сетевых мощностях может быть оценено на основе параметров инвестиционной программы ПАО «Россети». Снижение пикового потребления мощности позволяет в среднем снизить потребность во вводе новых сетевых мощностей на 120–180 МВА в год и снизить потребность в инвестициях на 2–3 млрд рублей в год.

5.3 ОБЩИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Суммарный экономический эффект для энергетики России от управления спросом может составить 67–105 млрд рублей в год в зависимости от глубины реализации механизмов управления спросом на соответствующих сегментах энергетического рынка (**Таблица 2**).

6. ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО УПРАВЛЕНИЮ СПРОСОМ РОЗНИЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Внедрение управления спросом потребителей розничного рынка будет осуществлено поэтапно:

- **на первом этапе** с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года реализуются пилотные проекты функционирования агрегаторов нагрузки, координируемые Системным оператором в качестве единого закупщика услуг агрегаторов как вида услуг по обеспечению системной надежности,
- **на втором этапе** деятельность агрегаторов будет интегрирована в механизмы оптового рынка электроэнергии и мощности как это прописано в разделе «Цели и задачи развития управления спросом в России».

Цели первого этапа – отработка взаимодействия инфраструктуры рынка с агрегаторами и потребителями, создание новых рыночных игроков

Таблица 2. Экономические эффекты по сегментам рынка

Сегмент энергетического рынка	Эффект от управления спросом, млрд. рублей в год
Снижение цены на РСВ за счет снижения спроса в пиковые часы	31,2 – 48,4
Снижение спроса на мощность на КОМ	7,0 – 10,8
Снижение потребности в строительстве и модернизации генерации (снижение потребности ДПМ)	27,3 – 42,4
Замещение вынужденной (по электрике) генерации	0,5 – 0,8
Снижение потребности в инвестициях в РСК	1,8 – 2,7
Замещение генерации в функции регулирования частоты (НПРЧ, АВРЧМ)	<0,5

и привлечение потребителей розничного рынка. Для этого необходимо использовать существующие процедуры рынка с минимальным вмешательством в действующие нормативно-правовые акты.

Для реализации такого подхода было принято решение о встраивании агрегаторов в работу рынка системных услуг в качестве исполнителей нового вида услуг по обеспечению системной надежности – услуг по управлению спросом на электроэнергию. Для получения экономического эффекта от участия агрегаторов в пилотном проекте путем снижения цены на РСВ предусмотрены процедуры разгрузки и учета снижения нагрузки агрегируемых розничных потребителей совместно с оптовыми потребителями ЦЗСП.

Таким образом, практика управления спросом развивается именно на оптовом рынке, но при помощи нового типа игроков – агрегаторов управления спросом – в эту практику будут массово вовлечены потребители розничного рынка.

Для запуска масштабного механизма управления спросом постановлением правительства Российской Федерации от 20 марта 2019 г. № 287 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности» предусмотрено несколько принципиальных моментов:

- 1.** Управление спросом организовано в форме оказания организациями-агрегаторами услуг по управлению спросом, в роли заказчика которых выступает Системный оператор. Роль агрегаторов могут играть гарантирующие поставщики, сбытовые компании и независимые компании, имеющие статус потребителей электроэнергии;
- 2.** В управлении спросом участвуют потребители розничного рынка электроэнергии, заключившие с агрегатором нерегулируемые

- договоры оказания услуг по изменению нагрузки, отдельные от договоров электроснабжения;
3. Предусмотрена возможность агрегирования в один объект управления нескольких потребителей в рамках одной ГТП оптового рынка;
 4. Предельная цена на услуги по управлению спросом – прогнозная средневзвешенная нерегулируемая цена мощности;
 5. Договоры между СО и агрегаторами заключаются в результате процедуры конкурентного отбора, в рамках которой агрегатор имеет возможность повысить предпочтительность своей заявки путем снижения цены относительно предельной;
 6. Оплате подлежит только фактически оказанный объем услуг, подтверждение исполнения обязательств осуществляется на основе данных коммерческого учета с использованием специальных математических методов.

Параллельно с отработкой механизмов предоставления услуг в период с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года будет продолжена работа по формированию и уточнению статуса агрегатора и его деятельности на оптовом рынке электроэнергии и мощности, разработана и внедрена целевая модель участия потребителей розничного рынка в управлении спросом на электроэнергию.

6.1 КАК ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПИЛОТНОМ ПРОЕКТЕ

Как отмечено в предыдущем разделе, рынок продуктов и услуг в области управления спросом в Российской Федерации имеет внушительный потенциал – гигаватты нагрузки и десятки миллиардов рублей. Участие в пилотном проекте позволит потренироваться в «полевых условиях» и выйти на рынок в «полной боевой готовности».

Целью реализации пилотного проекта является отработка технологии управления спросом для последующей ее доработки и запуска целевой модели с учетом исправления выявленных на этапе пилотирования проблем и недоработок.

АО «СО ЕЭС» выступает в качестве единого закупщика услуг агрегаторов, проводит отбор агрегаторов, оплачивает их услуги, обеспечивает трансляцию эффекта от действий агрегаторов на оптовый рынок путем передачи данных об обязательствах по снижению потребления коммерческому оператору для учета таких обязательств в РСВ вместе с объемом разгрузки в рамках механизма ЦЗСП на оптовом рынке.

6.1.1 Модель агрегатора управления спросом

Агрегатором управления спросом на электрическую энергию может стать субъект электроэнергетики, в том числе энергосбытовая компания (гарантирующий поставщик) или потребитель электрической энергии, заключивший договор оказания услуг по изменению нагрузки с потребителями розничного рынка электрической энергии. Чтобы стать агрегатором такой субъект или потребитель должен пройти процедуру конкурентного отбора и заключить договор оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию с АО «СО ЕЭС» в соответствии с правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. №117. Упомянутое ранее Постановление Правительства от 20 марта 2019 г. №287 вносит в него соответствующие изменения.

Оказание услуг по управлению спросом осуществляется с использованием агрегированных объектов. Агрегатор имеет возможность объединять в агрегированные объекты потребителей, находящихся в одной ГТП оптового рынка. Агрегированный объект может включать в себя одного или более потребителей. При этом на этапе пилотного проекта не планируется устанавливать требования к минимальному

объему снижения потребления. Разгрузка потребителей может осуществляться как путем воздействия на технологический процесс, так и путем использования собственных генерирующих объектов и накопителей. Энергоустановки потребителей должны быть оснащены интервальными приборами учета электроэнергии, соответствующими требованиям, предъявляемым на розничном рынке.

Обязательства перед Системным оператором при оказании услуг по обеспечению системной надежности имеет исключительно агрегатор управления спросом (не потребитель), потребитель несет ответственность за разгрузку перед агрегатором в соответствии с условиями договора оказания услуг, заключенного между ними.

Конкурентный отбор агрегаторов в период с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года будет проводиться Системным оператором не реже чем раз в 6 месяцев. Для проведения конкурентного отбора агрегатор отправляет Системному оператору заявки на участие и прилагает документы о соответствии энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии техническим параметрам и требованиям. В заявке указывается количество мощности, предлагаемой для участия в рынке управления спросом, ГТП для этой мощности с указанием цены участия (но не выше установленного предельного уровня) и количество последовательных часов участия (2 или 4 часа). В отношении агрегированного объекта может быть подана только одна заявка. Системный оператор на основании поданных ценовых предложений производит конкурентный отбор наиболее дешевых заявок исходя из установленного расчетного объема услуг (на 2 полугодие 2019 года это 50 МВт). Подробный регламент проведения отбора будет разработан и опубликован перед объявлением процедуры отбора Системным оператором.

6.1.2 Модель механизма управления спросом с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года

Определен следующий порядок управления спросом:

- Системный оператор проводит процедуру отбора агрегаторов, выступает в роли единого покупателя услуг агрегаторов по управлению спросом потребителей и заключает *договоры* на оказание нового вида услуг по обеспечению системной надежности;
- Источником оплаты услуг по управлению спросом для пилотных проектов служит тариф АО «СО ЕЭС» на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения системной надежности (тариф ОДУ-2), собираемый с покупателей оптового рынка. Для оплаты услуг по управлению спросом устанавливается уровень предельных цен (price-cap), соответствующий цене средневзвешенной нерегулируемой цене на мощность для потребителей на оптовом рынке;
- Агрегаторы, в свою очередь, заключают с потребителями нерегулируемые договоры оказания услуг по изменению потребления;
- Объем разгрузки агрегаторов, заявленный в договоре оказания услуг по управлению спросом, передается АО «СО ЕЭС» в АО «АТС» для учета в рамках действующего механизма ценозависимого снижения потребления на оптовом рынке;
- АО «АТС» учитывает полученные от АО «СО ЕЭС» данные по объему и продолжительности разгрузки при двойном перерасчете РСВ в рамках действующего механизма ЦЗСП;
- В случае, если в роли агрегатора выступает не ГП или энергобытовая компания, являющиеся субъектами ОРЭ, то объем разгрузки учитывается в ГТП ГП или сбытовой компании, на территории обслуживания которого находится потребитель, оказывающий услуги по управлению спросом;

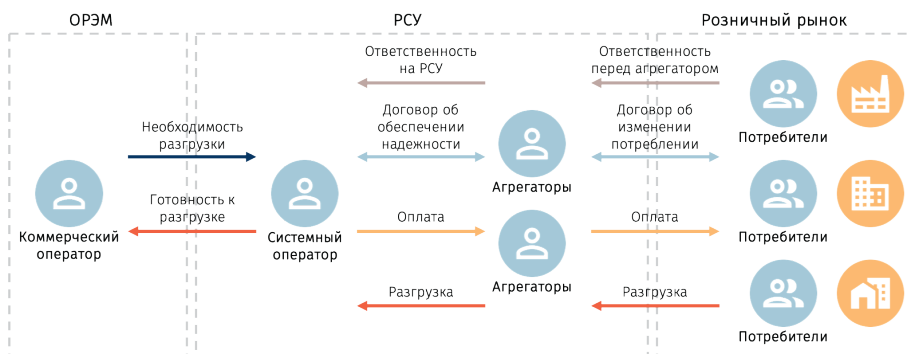


Рисунок 4. Модель взаимодействия субъектов

- В случае, если в соответствии с критериями ЦЗСП ТГ формируется с учетом разгрузки, АО «АТС» передает АО «СО ЕЭС» информацию об учете разгрузки агрегаторов в ТГ. АО «СО ЕЭС», в свою очередь, уведомляет агрегатора о возникновении события разгрузки и осуществляет контроль исполнения обязательств по разгрузке в рамках договоров оказания услуг по управлению спросом;
- Источником экономического эффекта служит снижение пиковой цены РСВ при учете объемов разгрузки агрегаторов в двойном перерасчете РСВ.

Таким образом, несмотря на то, что договорная модель при оказании услуг в период с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2020 года отличается от действующего механизма ЦЗСП, экономическая модель аналогична действующей модели ЦЗСП.

В рамках реализации услуг по управлению спросом будет применяться один из двух основных методов оценки показателей участия:

- Максимальная базовая нагрузка (Maximum Base Load) – метод оценки, основанный на способности ресурса поддерживать потребление на заданном уровне (или ниже заданного уровня) во время события управления спросом;

- График базовой нагрузки Тип-I (Baseline Type-I) – метод, основанный на исторических результатах измерений интервальными счетчиками, который может также использовать дополнительные данные, такие как погода и календарь.

Процедура выбора метода, а также возможность перехода с одного метода контроля на другой будут разработаны и включены в типовой договор оказания услуг между АО «СО ЕЭС» и агрегатором.

В рамках пилотного проекта объем разгрузки будет фиксироваться по каждому конечному потребителю, а исполнение обязательств агрегатора – по заявленной им совокупности агрегированных потребителей.

7. КАК СТАТЬ ЛИДЕРОМ РЫНКА В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

На энергетических рынках, где имеется многолетний опыт управления спросом, динамика развития соответствующего сегмента происходила по принципу от «простого к сложному», то есть сначала охватываются крупные, «находящиеся на поверхности» потребители, и постепенно рынок расширяется – к участию в demand response привлекаются всё более мелкие нагрузки. Представляется очевидным, что по такому пути пойдёт и развитие механизма управления спросом в России:

1. Сначала будут задействованы крупные потребители с мощной централизованно управляемой нагрузкой;
2. На втором этапе в управление спросом будут включаться нагрузки промышленных и коммерческих потребителей поменьше. Этот значительный по объёму суммарный ресурс связан в основном с насосно-перекачивающим оборудованием, системами вентиляции и кондиционирования, холодильными установками промышленной и особенно коммерческой недвижимости;
3. В перспективе самая массовая волна предложения на рынке будет связана с решениями, которые позволят агрегировать недоступные ныне мощности нагрузки маломощных коммерческих и бытовых потребителей.

В этом контексте целесообразно планировать свои стратегии компаниям, которые решили сделать ставку на участие в рынке продуктов и услуг для управления спросом.

7.1 СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОРИЕНТИРЫ ДЛЯ АГРЕГАТОРОВ

Рынок продуктов и услуг в сфере управления спросом в России в долгосрочной перспективе может составить 50–70 млрд. руб. Чтобы занять лидерские позиции на данном рынке, необходимо:

1. Определить целевую (приоритетную) группу потребителей, управление нагрузкой которых будет наиболее успешным;
2. Сформировать технологическое решение, обеспечивающее эффективное управление распределенными источниками гибкости;
3. Занять проактивную позицию в процессах формирования нормативно-правовой базы целевой модели механизма управления спросом и рынка соответствующих продуктов и услуг.

В качестве приоритетных групп розничных потребителей – основных клиентов российского рынка продуктов и услуг в сфере управления спросом на ближайшую перспективу – можно выделить компании, электрическая нагрузка которых может быть краткосрочно снижена (или «сдвинута» во времени) без ущерба для основной деятельности:

- промышленные предприятия с гибким графиком работы;
- центры обработки данных и другие виды дата-центров;
- объекты с собственной генерацией «за счетчиком»;
- объекты с большой долей насосно-перекачивающего оборудования, в частности, инфраструктура водоканалов, а также инфраструктуры нефтегазовой отрасли;
- коммерческая недвижимость с системами вентиляции и кондиционирования;
- объекты логистической инфраструктуры (склады, контейнерные терминалы, сортировочные центры);
- множества распределенных по территории маломощных объектов инженерных инфраструктур (пример: сотовые вышки).

По нашему мнению, для достижения лидерства на рынке агрегаторы должны ориентироваться на работу именно с указанными группами клиентов.

OhmConnect – агрегатор малых нагрузок частных клиентов

Калифорнийская OhmConnect – это сервис для частных потребителей, позволяющий им зарабатывать на «рациональном потреблении энергии». Девиз компании: «Экономь энергию. Получай деньги».

Компания агрегирует совсем небольшие нагрузки, с которыми не были способны (не хотели) работать другие агрегаторы. Число подписчиков сервиса исчисляется сотнями тысяч, которые в сумме дают более 100 мегаватт управляемой нагрузки.

OhmConnect следит за ценами на электроэнергию на оптовых рынках и автоматически рассылает своим подписчикам текстовые сообщения, называемые OhmHour («час Ohm»), с предложением сэкономить энергию. Если клиент не отправляет отказ, система автоматически осуществляет управление потреблением в течение этого «часа Ohm».

Когда клиенты регистрируются, они соглашаются, что OhmConnect будет контролировать их домашний умный счетчик (практически во всех домах в Калифорнии сегодня есть интеллектуальные счетчики). Это позволяет компании узнать об исторических моделях энергопотребления клиентов и определить примерные базовые параметры (объёмы и график потребления энергии), и автоматизировать индивидуальные предложения таким малым клиентам.

Разумеется, правильный выбор целевых клиентов не является гарантией лидерства. *Критически важными на рынке продуктов и услуг в сфере управления спросом являются технологические решения, позволяющие автоматизировать процедуры, обеспечить их экономическую эффективность путём снижения затрат на взаимодействия с потребителями.*

Вовлечение потребителей в практики управления спросом традиционно сопряжено со следующими интеграционными и транзакционными

издержками (чем более мелким и массовым является потребитель, тем выше удельный и суммарный размер этих издержек):

- Капитальными затратами на превращение нагрузки потребителей из пассивной в управляемую, в частном случае дистанционно управляемую;
- Капитальными и операционными затратами на интеграцию потребителей и их нагрузки в информационно-управляющий контур практики управления спросом, как правило, контур агрегатора управления спросом, и обслуживание соответствующих информационных систем;
- Капитальными и операционными затратами на интеграцию потребителей в информационные системы коммерческого учета, расчета и осуществления платежей;
- Издержками посреднической деятельности, необходимой для осуществления («проведения») учетных, расчетных и платежных операций (транзакций), банковскую деятельность по клирингу, биллинг, обслуживанию расчетных и лицевых счетов, и другие операции такого типа.

Данные издержки являются основным сдерживающим фактором при масштабировании практик управления спросом и увеличении «глубины» их проникновения в управление энергосистемой.

Существует множество подходов к преодолению перечисленных сдерживающих факторов и снижению указанных издержек. И эти подходы уже в значительной степени реализуются на передовых рынках. Они разрабатываются и в рамках Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет». Речь идёт о повышении значения информационных технологий в процессах управления спросом. Другими словами, без инвестиций в соответствующие технологические решения агрегаторам невозможно охватить потребителей и, соответственно, добиться лидерства на рынке. Более того, сегодня встречаются примеры симбиоза, фактически

44

GridBeyond – агрегатор и технологическая платформа для автоматизированного управления спросом

Награда в области технологических инноваций 2019 года – за выдающиеся достижения в области управления спросом в Европе от Frost & Sullivan.

Платформа GridBeyond контролирует и автоматизирует энергопотребление с помощью технологии машинного обучения. Она, среди прочего, включает в себя локальные аппаратные устройства, облачное программное обеспечение, энергетический портал для клиентов, и полностью автоматизирует сдвиг потребления энергии, делая более эффективной стратегию управления энергией. Платформа позволяет потребителям в автоматическом режиме «продавать своё потребление», в том числе в рамках тендеров, проводимых системных оператором.

Энергосбытовые компании используют платформу GridBeyond для предложения своим корпоративным клиентам новых услуг по повышению «гибкости» энергоснабжения.

Управляющий директор GridBeyond в Великобритании, Уэйн Манкастер, отмечает, что сбытовые компании теперь считают нас «поставщиками платформ», а не агрегаторами. Но какой бы ни была терминология, ключевым является сотрудничество, чтобы предложить что-то интересное».

слияния агрегаторов и технологических компаний, превращение агрегаторов в «технологические платформы по агрегированию» **(см. пример британской компании GridBeyond).**

По мере роста зрелости рынка будут расти требования к модели работы агрегаторов, что будет еще в большей степени стимулировать использование инновационных технологий. В частности, существенным образом влиять на технологическую платформу агрегатора будут следующие факторы:

- установление требований к минимальному объему снижения потребления агрегированного объекта, что приведет к невозможности планировать и осуществлять разгрузку большого количества потребителей «вручную»;
- открытие для агрегаторов управления спросом и потребителей рынков, функционирующих на коротких временных горизонтах (от балансирующего рынка до регулирования частоты), участие в которых требует высокой степени автоматизации управления потреблением (**см. пример участия в балансирующем рынке Агрегатора Limejump**);
- по мере вовлечения потребителей и агрегаторов в управление спросом ресурс потребителей, не требующих применения специальных технологий для управления нагрузкой, будет исчерпан. Дальнейшее вовлечение потребителей потребует применения специальных технических решений.

Еще одной важной составляющей стратегии лидерства на рынке продуктов и услуг в сфере управления спросом в условиях его становления является проактивное участие в разработке целевой модели рынка и формировании соответствующей нормативно-правовой базы. В повестке формирования новой регуляторной практики будут обсуждаться следующие вопросы:

- требования к агрегаторам (ограничения на совмещение видов деятельности, финансовая устойчивость, гарантия выполнения обязательств на рынке, присоединение к правилам работы рынка);
- технические параметры и характеристики, которым должны удовлетворять агрегированные объекты;
- верификация участия потребителей в управлении спросом (исключения и особенности потребителей с собственной генерацией и накопителями, учет сезонных и температурных графиков, замещающая информация, учет участия нагрузки без обратной связи);
- кибербезопасность учетной и коммерческой инфраструктуры.

Агрегатор Limejump – первая виртуальная электростанция на балансирующем рынке

Виртуальная электростанция (Virtual Power Plant) британской компании Limejump стала участником «балансирующего механизма» (Balancing Mechanism market), на котором обеспечивается соответствие спроса на электроэнергию и предложения на неё в режиме реального времени.

Виртуальная электростанция Limejump – это пул объектов ВИЭ, накопителей энергии и ресурсов управления спросом (demand response), связанных между собой соответствующим программным обеспечением с использованием анализа больших данных и машинного обучения и, разумеется, юридическими конструкциями. В итоге «мешанина» объектов разных типов и размеров становится способной действовать так, как будто это одна большая электростанция.

В 2019 году Limejump был приобретен нефтегазовым концерном Shell.

Формирование эффективной регуляторной практики невозможно без обратной связи от участников, поэтому передача информации регулятору о ходе работы участников рынка и дискуссия об особенностях применения правил для разных потребителей будет не только залогом успеха нового рынка, но и увеличит доходность работы таких агрегаторов.

7.2 СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОРИЕНТИРЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

На примере ряда крупных агрегаторов, работающих на развитых, сформировавшихся рынках управления спросом, например Enel X North America (ранее EnerNOC), можно показать, что инвестиции агрегаторов управления спросом в R&D – их вложения в новые технологии – составляют 12–13% от совокупных издержек и затрат. На основе этих данных рынок технологических решений для управления спросом

можно оценить в 30–60 млрд. рублей в ближайшие 10 лет в зависимости от величины рынка продуктов и решений в сфере управления спросом. На примере зарубежных компаний стоимость разработки и создания каждого нового технологического продукта – сервиса на базе информационной системы – для управления спросом можно оценить в 220–300 млн. рублей.

Технологические компании – разработчики новых технологий, а также производители оборудования и программных систем, делающие ставки на продажу решений для управления спросом, должны определить целевые технологические продукты, которые будут наиболее востребованы на российском рынке, и которые смогут успешно конкурировать на зарубежных рынках.

К приоритетным направлениям создания новых технологических продуктов относятся:

- 1.** Цифровые устройства и системы учета потребления электроэнергии, которые могут быть легко, вплоть до неинвазивной установки, инсталлированы у потребителя и позволяют передавать по защищенным каналам данные о потреблении с высокой дискретностью, не требуя при этом чрезвычайно большой пропускной способности информационных каналов.
- 2.** Программно-аппаратные средства анализа электропотребления, в том числе позволяющие осуществлять выявление и распознавание вклада отдельных электроприемников в формирование совокупной нагрузки у потребителя практически в режиме реального времени для тонкой настройки таргетированных алгоритмов управления спросом различных потребителей.
- 3.** Облачные и распределенные системы интеллектуального анализа и управления электропотреблением, позволяющие сформировать наиболее оптимальное и гарантированно исполнимое потребителями распределение вклада каждого потребителя в реализацию обязательств агрегатора в каждый момент времени.

Enel X (EnerNOC) Глобальный игрок на рынке Demand response

Насколько масштабным может быть бизнес агрегаторов управления спросом показывает пример американской компании EnerNOC, оказывающей услуги в данном секторе по всему миру.

В 2017 году EnerNOC был приобретен итальянским энергетическим концерном Enel за 300 млн долларов США⁸. Позже компания была переименована в Enel X.

На момент заключения сделки EnerNOC управлял нагрузками 8000 крупных клиентов общим объемом 6 ГВт.

4. Человеко-машинные, пользовательские интерфейсы, позволяющие агрегаторам вовлекать как можно большее число потребителей в управление спросом и стимулирующие потребителей к участию в моделях управления спросом с обратной связью и высокой степенью таргетирования.
5. Средства интеллектуализации нагрузки потребителей, в том числе ориентированные на использование технологий IoT, и позволяющие агрегировать недоступную к удаленному управлению нагрузку в управляемые через промежуточные приборы («приставки», «умные» розетки) кластеры электроприемников.
6. Периферийные IoT-датчики и сенсоры, позволяющие создавать экосистему приборов, настраивающих свое электропотребление в зависимости от условий окружения (температуры, освещенности, наличия пользователей).
7. IoT-ориентированное промышленное оборудование, бытовые приборы, оргтехника и гаджеты для конечных потребителей, позволяющие реализовать управление спросом как программное решение

⁸ <http://www.globenewswire.com/news-release/2017/06/22/1027722/0/en/EnerNOC-Enters-Into-an-Agreement-to-be-Acquired-by-the-Enel-Group-for-over-300M.html>

на базе инфраструктуры IoT, предоставляющей удаленный доступ к управлению «умными» электроприемниками.

Немаловажную роль в разработке решений для управления спроса будут играть общие архитектуры, протоколы, стандарты, обеспечивающие интеграцию и эффективную совместную работу. В рамках НТИ «Энерджинет» ведется разработка архитектуры Интернета энергии (IDEA), ориентированной на создание легко-масштабируемых бизнес-решений в сфере распределенной энергетики. Подробнее с вариантом технической реализации агрегатора управления спросом на базе архитектуры IDEA можно познакомиться в **Приложении 4**.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В завершение резюмируем ответы на вопросы, которые были поставлены в начале доклада.

- Каких размеров рынок управления спросом на электроэнергию может достичь в России и как он будет устроен?

В среднесрочной перспективе реалистичный размер рынка сервисов управления спросом составит 50-70 млрд.рублей. По итогам анализа результатов пилотного проекта, описанного в данном докладе, в 2020 году планируется разработка и принятие нормативно-правовых актов, обеспечивающих функционирование механизма управления спросом в целевой модели.

- Что необходимо знать заинтересованным компаниям для участия в пилотном проекте по функционированию агрегаторов управления спросом на розничном рынке?

В докладе указаны все необходимые сведения, которые нужно знать потенциальным участникам пилотного проекта. За дополнительными консультациями обращайтесь в Департамент рынка системных услуг АО «СО ЕЭС» и/или в Инфраструктурный центр «Энерджинет».

- Что необходимо делать участникам энергетических рынков и технологическим компаниям, чтобы занять лидерские позиции на рынке продуктов, услуг и решений для управления спросом?

Появление механизмов управления спросом в российской электроэнергетике создает новые бизнес-возможности для компаний, оказывающих энергетические услуги, а также технологический компаний, намеренных разработать и коммерциализировать новые технологии в энергетике. Успешность стратегии на этом новом рынке будет зависеть от выбора агрегируемого множества потребителей, инвестиций

в легкомасштабируемое платформенное решение, проактивного участия в формировании целевой модели.

Мы рассчитываем, что появление механизма управления спросом про- стимулирует дальнейшее развитие электроэнергетических рынков в России, будет способствовать трансформации рыночных практик, повышать их прозрачность и эффективность.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Мировой опыт управления спросом

На всех основных энергетических рынках мира признаётся целесообразность использования механизмов управления спросом.

На сегодняшний день в разных странах и регионах Управление спросом развито неравномерно, но вектор политики един – это повышение роли Demand response в энергосистемах, что выражается как в эволюции нормативной базы, так и в росте объемов рынка в натуральном и денежном выражении.

По данным Navigant Research⁹, объем мощности DR в мире в 2016 г. составил 39 ГВт, из них 28 ГВт на территории Северной Америки: 21ГВт – за счет программ DR для коммерческих и промышленных потребителей (Commercial and Industrial (C&I) Customers) и 7ГВт – за счет программ DR для бытовых потребителей и малого бизнеса (Mass Market).

По прогнозу Navigant Research¹⁰, к 2025 году мировой рынок вырастет в 3,5 раза – до 144 ГВт.

По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА)¹¹ около 3 900 ТВт*ч потребляемой электроэнергии на сегодняшний день потенциально доступно для управления нагрузкой, с ожидаемым к 2040 г. ростом до 6 900 ТВт*ч или около 20% мирового потребления электроэнергии. Потенциал управления спросом отличается для различных регионов и секторов экономики, но во всех регионах *большая часть этого потенциала и в настоящее время, и в будущем лежит в эксплуатации зданий, особенно в части обогрева и кондиционирования*. Потребление электроэнергии на обогрев и охлаждение может быть смещено во времени на несколько часов, в зависимости от тепловой инерции здания. Оставшийся потенциал управления нагрузкой в зданиях связан с мощными электроприборами, такими как стиральные и сушильные машины, холодильники, посудомоечные машины. Электротранспорт в будущем также может принимать участие в управлении спросом.

⁹ Navigant Research, Market Data: Demand response, 2016.
<https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025>

¹⁰ Там же.

¹¹ IEA (International Energy Agency), «Digitalization & Energy», 2017.
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/DigitalizationandEnergy3.pdf>



Рисунок 5. Прогноз развития управления спросом (DR) в мире до 2025 года

Источник: Navigant Research, 2016.

В базовом сценарии МЭА использование полного потенциала управления спросом (6 900 ТВт*ч) в мире приведет к появлению 185 ГВт дополнительной регулировочной способности к 2040 г., что примерно равно совокупной установленной мощности электроэнергетики Италии и Австралии. Использование этого ресурса позволит избежать инвестиций в размере 270 млрд долларов США (в ценах 2016 года) в развитие инфраструктуры (строительство электростанций и сетей). Поскольку основная часть потенциала управления спросом сосредоточена в зданиях, в соответствии с базовым сценарием почти 1 млрд домохозяйств и 11 миллиардов устройств и будут участвовать в программах управления спросом к 2040 г. Крупные коммерческие здания, такие как супермаркеты, отели и офисы, а также промышленные предприятия и электротранспорт также будут играть значительную роль.

В каждой из стран управление спросом имеет свои особенности, определяемые спецификой рынка электроэнергии, наличием или отсутствием рынка мощности, возможностями участия в рынках потребителей, а также целями программ Demand response и уровнем их развития.

1.1 США

Рынок управления спросом в США является самым крупным в мире. Первые программы Demand response были внедрены вертикально-интегрированными энергетическими компаниями (utilities) ещё в 1970-х годах – в период мирового энергетического (нефтяного) кризиса.

Программы, начатые в то время и продолжавшиеся в 1980-е годы, в основном представляли собой дифференцированные по времени тарифы на электроэнергию для крупных коммерческих и промышленных потребителей, установленные в целях снижения пиковых нагрузок. Общая эффективность этих программ была незначительной. В некоторых юрисдикциях практическое применение инструментов управления спросом происходило чрезвычайно редко (например, реже одного раза в год).

С тех пор набор инструментов Demand response в США был значительно расширен.

В федеральном законодательстве США основные направления политики в области Управления спросом были зафиксированы в 2005 году с принятием Закона об энергетической политике (Energy Policy Act of 2005 – EPACT). В нём было установлено требование поощрять/поддерживать применение Demand response, а на федеральный регулятор энергетического рынка (FERC) возлагалась обязанность готовить регулярные отчеты, в которых оцениваются ресурсы Управления спросом, а также уровень распространения усовершенствованных счётчиков электроэнергии (advanced meters).

Закон об энергетической независимости и безопасности 2007 года (Energy Independence and Security Act) требует от FERC проведения оценки потенциала Управления спросом и разработки национального плана оценки и действий по Управлению спросом (National Assessment & Action Plan on Demand response).

В США значительные нормативные и регуляторные полномочия в энергетике переданы на «местный уровень». В каждом штате есть свой розничный рынок электроэнергии, на котором господствуют местные коммунальные предприятия (utilities). В то же время в стране существует несколько электроэнергетических оптовых рынков, существенно различающихся по географии (некоторые включают несколько штатов, другие находятся в пределах одного штата), принятым стандартам и механизмам торговли, составу участников и другим пока-

зателям. Соответственно, и инструментарий, и практика применения Demand response имеют существенные региональные отличия.

Инструменты Demand response применяются как на розничных, так и на оптовых рынках. Интересы игроков розничного и оптового рынка различаются. Местные коммунальные предприятия реализуют розничные программы управления спросом в своих интересах (например, в целях рационализации инвестиций в генерацию и распределительные сети), а на оптовом рынке инструментарий управления спросом применяется для оптимизации и повышения надёжности системы в целом. Между оптовыми и розничными рынками существует конкуренция за полномочия и клиентов (за ресурсы Demand response), которая порой сопровождается судебными спорами¹².

Американская энергетическая статистика различает программы управления спросом оптовых и розничных рынков. При этом важно отметить, что крупный промышленный потребитель может принимать участие как в розничных программах своего поставщика электроэнергии в домашнем штате, так и в программах оптового рынка.

В докладе FERC приводятся данные об объеме розничных и оптовых программ в США. Объем розничных программ измеряется с помощью показателя «потенциал снижения пиковых нагрузок с помощью розничных программ управления спросом» (Potential Peak Demand Savings from Retail Demand response Programs). По сути речь идёт о суммарном объеме программ, на которые подписаны клиенты, но не о конкретных объемах их реализации. Этот суммарный объем по всем штатам оценивается в 36 ГВт (по итогам 2016 г)¹³.

На оптовых рынках оценивается объем участия потребителей в соответствующих программах управления спросом. В США в целом объем мощности Demand response на оптовых рынках в 2017 году составил 27,5 ГВт или 5,6% от пиковой нагрузки¹⁴:

Следует отметить, очевидного тренда на повышение этой доли в последние несколько лет не наблюдается. Более того, можно сформулировать гипотезу

¹² См., например: Sarah M. Main, Dual Environmentalism: Demand response Mechanisms in Wholesale and Retail Energy Markets, 34 Pace Envtl. L. Rev. 165 (2016). <http://digitalcommons.pace.edu/pelr/vol34/iss1/4>

¹³ 2018 Assessment of Demand response and Advanced Metering, Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission, November 2018.

¹⁴ Там же.

Таблица 3. Участие ресурсов в программах управления спросом в США

Источник: 2018 Assessment of Demand Response and Advanced Metering, Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission, November 2018.

Регион/ Системный оператор	2016		2017		Изменение за год	
	Ресурсы управле- ния спро- сом, МВт	% от пико- вого потреб- ления	Ресурсы управле- ния спро- сом, МВт	% от пико- вого потреб- ления	в МВт	в %
CAISO	1480	3,2	1293	2,	-187	-12,6
ERCOT	2536	3,6	3009	4,3	473	18,6
ISO-NE	703	2,7	684	2,9	-19	-2,7
MISO	10712	8,9	11682	9,7	961	9,0
NYISO	1373	4,3	1353	4,6	-20	-1,4
PJM	9836	6,5	9520	6,5	-316	-3,2
Всего	26649	5,3	27541	5,6	892	3,4

тезу, что развитие рынка управления спросом в США достигло своего количественного предела. Например, в предыдущем докладе FERC отмечено, что «с 2009 года участие Demand response на оптовых рынках выросло примерно на 6%, но было опережено увеличением пикового спроса, который вырос примерно на 16%»¹⁵. Примечательно, что такая ситуация развивается в условиях быстрого роста переменных ВИЭ (солнечной и ветровой) энергетики, когда, казалось бы, инструменты управления спросом должны играть всё большую роль в деле балансировки энергосистемы.

Посмотрим на практику управления спросом на одном из крупнейших американских оптовых рынков – PJM.

1.1.1 PJM

Нормативная база PJM использовалась в России в качестве одного из образцов при реформировании РАО ЕЭС, поэтому в какой-то степени данный рынок является «родственным» для Российской Федерации, и опыт организации Управления спросом на нём представляет для нас несомненный интерес.

Рынок PJM отличает успешная интеграция DR в деятельность рынков электроэнергии, мощности и системных услуг.

¹⁵ 2017 Assessment of Demand response and Advanced Metering, Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission, December 2018

Участие в программах Управления спросом осуществляется с помощью агрегаторов – «поставщиков услуг по снижению спроса» (Curtailment Service Provider – CSP), которые являются агентами и несут ответственность за деятельность по DR от имени потребителей электроэнергии на оптовых рынках PJM.

Управление спросом на рынке PJM подразделяется на две категории: экономическое (Economic) и «противоаварийное» (Emergency). Потребители могут участвовать в экономической или противоаварийной программе DR или обеих программах одновременно (**Таблица 4**).

В программах Управления спросом участвуют предприятия и организации PJM самых разных отраслей, при этом почти половину ресурсов (по мощности) предоставляют производственные предприятия (**Рисунок 6**).

Среди типов нагрузок доминируют производственные процессы и системы вентиляции/кондиционирования (**Рисунок 7**).

Экономическая программа DR на рынке электроэнергии

Целью экономической программы DR является предоставление возможности участникам рынка реагировать на изменение цены на электроэнергию (узловой маржинальной цены) на оптовом рынке в режиме реального времени и в режиме «на сутки вперед» посредством снижения уровня энергопотребления и получать соответствующую выплату за сокращение спроса. При участии DR в рынке «на сутки вперед» квалифицированные участники рынка могут сделать заявки на снижение нагрузки на энергосистему PJM заранее и получить выплаты, рассчитанные на основе узловой маржинальной цены «на сутки вперед».

Управление спросом на рынке только электроэнергии имеет второстепенное значение как в плане объемов ресурсов DR, участвующих в программе, так и с точки зрения доходов. Например, в PJM на рынок электроэнергии («экономический» demand response) приходилось менее 5% доходов в рамках программ Управления спросом в каждый из финансовых годов в период 2014–2016. Основные доходы формируются от участия в рынках мощности и (в меньшей степени) вспомогательных услуг¹⁶.

¹⁶ Hale, Elaine, Lori Bird, Rajaraman Padmanabhan, and Christina Volpi. 2018. Potential Roles for Demand response in High-Growth Electric Systems with Increasing Shares of Renewable Generation. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-70630. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf>.

Таблица 4. Обзор программ управления спросом в PJM

Источник: 2018 State of the Market Report for PJM.

Аварийная программа			Экономическая программа	Ценозависимый спрос (PRD)	
Рынок	Только мощность	Мощность и электроэнергия	Только электроэнергия	Только электроэнергия	Только мощность
Рынок мощности	Расчёты в соответствии с RPM*	Расчёты в соответствии с RPM	Не включено в RPM	Не включено в RPM	Расчёты в соответствии с RPM
Требование к управляемости	Обязательное снижение нагрузки	Обязательное снижение нагрузки	Добровольное снижение нагрузки	Управляемое снижение нагрузки	По достижении ценового порога
Платежи за мощность	Платежи за мощность на основе цены RPM	Платежи за мощность на основе цены RPM	Нет	Нет	Снижены платы за мощность
Платежи за электроэнергию	Нет	Платежи за энергию на основе наивысшей из предложенных «минимальной цены» и LMP**	Платежи за энергию на основе наивысшей из предложенных «минимальной цены» и LMP	Платежи за энергию на основе полной LMP. Платежи за энергию за часы управляемого снижения нагрузкой	Нет

* RPM – модель ценообразования с учетом надёжности (Reliability Pricing Model)

** LMP – узловая маргинальная цена (Locational Marginal Price)

Противоаварийная программа DR на рынке электроэнергии

При участии в противоаварийной программе DR потребители обязаны снижать нагрузку в определенном ограниченном объеме. В случае невыполнения обязательств, участники программы должны оплатить штраф. Ресурсы, находящиеся в распоряжении поставщиков услуг по снижению спроса, должны иметь возможность ответить на сигнал PJM о снижении нагрузки на протяжении периода до 10 дней в течение летних месяцев, где каждое событие снижения нагрузки может длиться до 6 часов.

PJM приравнивает ресурсы DR к традиционной генерации и ожидает от них такого же участия в управлении нагрузкой в периоды, когда этого требует система, чтобы избежать снижения напряжения и/или веерных отключений электроэнергии. Значительная часть дохода от участия в DR происходит за счет рынка мощности, построенного на основе модели ценообразования с учетом надёжности (Reliability Pricing Model – RPM). Доход рассчитывается на основе соответствующей цены на рынке и объема обязательства участника рынка по снижению нагрузки. Ресурс получает оплату за свою готовность снизить нагрузку в период предполагаемых аварийных условий работы энергосистемы на месячной основе за обязательство, взятое на год поставки, который начинается с 1-го июня и заканчивается 31-го мая следующего года.



Рисунок 6. Участники программ управления спросом в PJM по видам деятельности в 2018/2019 годах

Источник: PJM 2018 Load Response Activity Report February 2019.

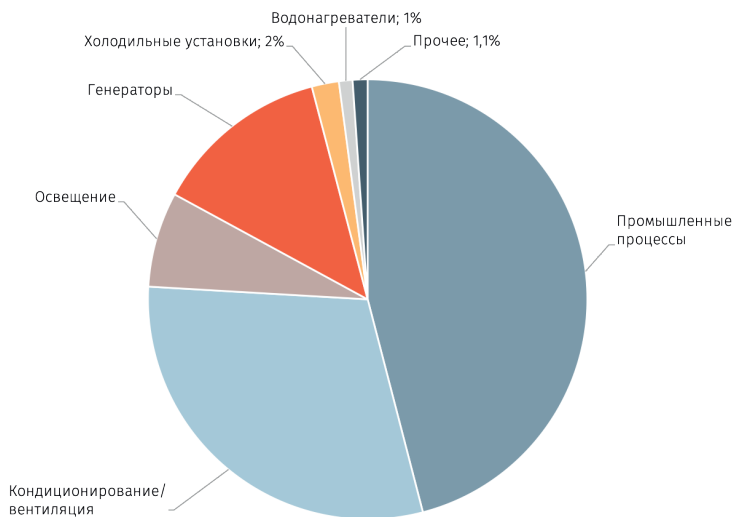


Рисунок 7. Типы нагрузок, участвующие в программах управления спросом в PJM в 2018/2019 годах

Источник: PJM 2018 Load Response Activity Report February 2019.

Ресурсы DR могут также предоставлять снижение нагрузки в рамках противоаварийной программы DR на добровольной основе (voluntary curtailment). При выборе этой опции поставщики услуг по снижению спроса по получении уведомления PJM об аварийном событии на рынке принимают решение о том, участвовать в нем или нет, и оплачиваются на основе объема фактического снижения энергопотребления при аварийной ситуации. Эти ресурсы не получают доход от участия в рынке мощности.

Управление спросом на рынках системных услуг PJM

Ресурсы DR могут также предоставлять системные услуги оптовому рынку с целью поддержания надежности системы при наличии соответствующей инфраструктуры и квалификации, подтвержденной PJM. Они могут принимать участие в трех рынках системных услуг: вращающегося резерва (снижение энергопотребления должно быть произведено в течение 10 минут после получения сигнала PJM), оперативного резерва с составлением графика «на сутки вперед» (снижение энергопотребления должно быть произведено в течение 30 минут после получения сигнала PJM) и регулирования частоты (ресурс должен иметь возможность реагировать на сигнал регулирования частоты PJM). Участие в этих рынках является добровольным, однако в том случае, если участие ресурса подтверждается на рынке, оно становится обязательным.

1.1.2 Участие розничных потребителей в управлении спросом в США (Mass Market)

На американском рынке широко распространено участие розничных потребителей (домохозяйств, малого бизнеса) в многочисленных программах по управлению спросом, которые реализуются на местном уровне локальными энергетическими компаниями (utilities).

По данным Smart Electric Power Alliance, в основе которых лежат опросы участников энергетического рынка, в 2017 году в США было зарегистрировано 6,3 ГВт ресурсов управления спросом розничных (малых) потребителей (mass market), из которых 3,4 ГВт приходится на программы по управлению нагрузками систем вентиляции/кондиционирования¹⁷. Также энергетическими компаниями США реализуются программы для термостатов, водонагревателей и так называемые поведенческие программы (Behavioral DR).

¹⁷ Smart Electric Power Alliance (SEPA), 2018 Utility Demand response Market Snapshot.

1.2 Европа

В настоящее время в Европе задействовано около 20 ГВт управляемого спроса, при этом Еврокомиссия оценивает нынешний «теоретический потенциал» в 100 ГВт с перспективой его роста к 160 ГВт в 2030 году¹⁸. Ранее, в 2013 году, Европейская комиссия говорила об «огромном потенциале управления спросом» в ЕС и (потенциальной) возможности снижении пикового спроса на 60 ГВт или на 10% от пикового спроса¹⁹.

Законодательство Европейского Союза фактически предписывает использование управления спросом в ЕС. Основополагающими общеевропейскими документами в рассматриваемой сфере являются две Директивы – об электроэнергетике (2009/72/EU) и об энергетической эффективности (2012/27/EU).

В соответствии с Директивой об электроэнергетике, системные операторы несут ответственность за обеспечение доступности всех необходимых вспомогательных услуг, в том числе тех, которые предоставляются Demand response. При планировании развития распределительных сетей операторы обязаны рассматривать энергоэффективность и меры по управлению потреблением в качестве альтернативы модернизации или замены мощностей.

В Директиве об энергетической эффективности управлению спросом отведено видное место и содержатся прямые указания о недискриминационном допуске Demand response на рынки системных услуг и резервов.

В частности, в статье 15.4 сказано, что государства-члены Евросоюза должны обеспечить устранение тех стимулов в тарифах на передачу и распределение, которые наносят ущерб общей эффективности (включая энергоэффективность) производства, передачи, распределения и поставки электроэнергии, или тех, которые могут препятствовать участию Demand response на балансирующих рынках и при закупках вспомогательных услуг.

В статье 15.8 говорится, что государства-члены должны обеспечить, чтобы регуляторы энергетического рынка поощряли участие Demand response в оптовых и розничных рынках наряду с генерацией:

¹⁸ SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Explicit Demand response in Europe. Mapping the Markets 2017», 2017.
<http://www.smartenergy.eu/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>

¹⁹ European Commission, Communication, Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention. November 2013.

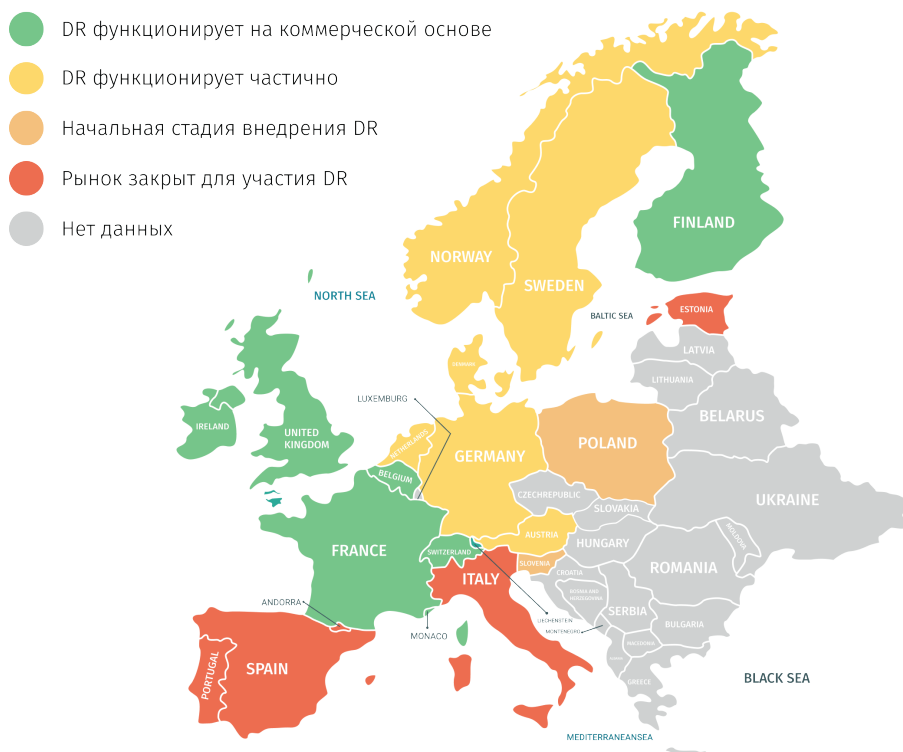


Рисунок 8. Управление спросом (DR) на энергетических рынках Европы

1. «С учетом технических ограничений, присущих управлению сетями, государства-члены должны обеспечить, чтобы системные операторы и операторы распределительных сетей при выполнении требований к балансировке и вспомогательным услугам относились к поставщикам Demand response, включая агрегаторов, на недискриминационной основе».
2. «С учетом технических ограничений, присущих управлению системами, государства-члены должны содействовать доступу и участию Demand response на рынках балансирования, резервов и других системных услуг».

Новые законодательные предложения, содержащееся в так называемом «Пакете чистой энергии для всех европейцев», содержат меры, направленные на дальнейшее повышение роли управления спросом в энергетике. В частности, находящиеся на стадии утверждения тексты поправок к европейским директивам систематически включают управление спросом в качестве

ресурса для всех организованных рынков электроэнергии наравне с генерацией и накопителями энергии.

Несмотря на довольно жесткие требования Европейского Союза, направленные на стимулирование внедрения механизмов Demand response в практику, на сегодняшний день национальные рынки управления спросом в Европейском Союзе развиты неравномерно.

По оценке SEDC (Smart Energy Demand Coalition, в настоящее время Smart Energy Europe (smartEn)), самыми передовыми странами Европы по уровню развития Demand response являются Франция, Великобритания, Швейцария, Бельгия и Финляндия²⁰.

1.2.1 Франция

Зимой 2017–2018 годов Франция достигла исторического пика нагрузки в 95 ГВт. Низкая маневренность атомных электростанций, на которые приходится примерно 75% вырабатываемой электроэнергии, в сочетании с их «зрелым возрастом» и периодическими остановками отдельных реакторов в плановом или неплановом режиме, обуславливают важность управления спросом для страны.

Франция была лидером по внедрению динамических тарифов на электроэнергию. Уже в 1960-х годах национальная энергетическая компания EDF предлагала дифференцированные тарифы на электроэнергию (дневные / ночные и сезонные). В 2000 году располагаемая мощность ресурсов управления спросом была доведена до 6 ГВт, однако из-за либерализации рынка электроэнергии сфера действия дифференцированных тарифов сократилась, и совокупная мощность Demand response снизилась до 3,5 ГВт²¹.

Потенциал управления спросом во Франции оценивается в 10–15 ГВт²².

Первые специализированные операторы управления спросом вышли на коммерческий и промышленный рынок в 2003 году. В 2007 году были запущены первые пилотные проекты по формированию агрегированной нагрузки для

²⁰ SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Explicit Demand response in Europe. Mapping the Markets 2017», 2017.

<http://www.smarten.eu/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>

²¹ CRE, 2013. CRE experiences on Demand response. June 2013.

²² E-cube, 2013. Etude des avantages que l'effacement procure a la collectivite et de leur integration dans un dispositif de prime. Version du 6 juin 2013.

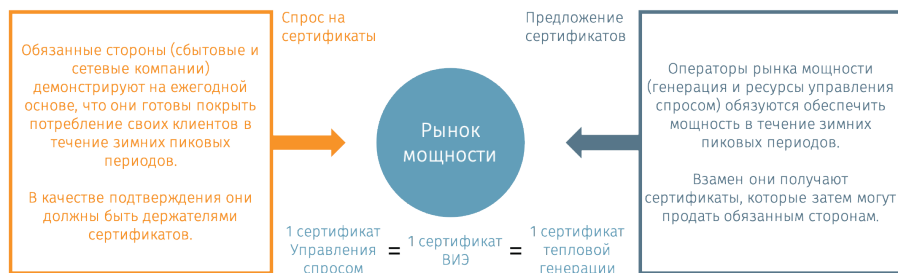


Рисунок 9. Механизм компенсации за мощность во Франции (capacity mechanism)

розничного (жилого) сектора. Клиентам было предложено управлять своим потреблением в обмен на финансовую компенсацию.

Французский оператор магистральных сетей (он же – системный оператор) TSO RTE открыл возможность для участия управления спросом в энергетическом и балансирующем рынках, но минимальный порог участия составлял 10 МВт, что автоматически не предполагало прямого участия со стороны розничных потребителей.

В 2014 году промышленный потребитель впервые обеспечил снижение энергопотребления в рамках управления первичным резервом (FCR).

В декабре 2013 года во Франции был введен механизм NEBEF (notifications d'échange de blocs d'effacement – блок обмена уведомлениями для Demand response), который позволяет торговать сниженной нагрузкой непосредственно на оптовом рынке электроэнергии. В рамках механизма NEBEF третья сторона (агрегатор) получает возможность снижать нагрузку потребителя без получения какого-либо его разрешения в каждом конкретном случае. С точки зрения системы снижение нагрузки аналогично производству того же количества энергии. Эта не потребляемая энергия продается агрегатором на рынке, и позволяет агрегатору получать доход за счет снижения нагрузки. Объем электроэнергии, участвующей в механизме, составил 1,522 МВт*ч в 2015 г. и 10,313 МВт*ч в 2016 г.

В январе 2017 года во Франции был введен механизм компенсации за мощность (Capacity Mechanism), «предназначенный для обеспечения безопасности электроснабжения во Франции в пиковые зимние периоды»²³. В нём управление спросом также приравнено к генерации. В рамках механизма операторы

²³ https://clients.rte-france.com/lang/an/clients_traders_fournisseurs/services_clients/dispositif_mecapa.jsp

управления спросом наравне с производителями энергии обязуются обеспечить ресурсы в пиковые зимние периоды. В обмен они получают сертификаты, которые могут быть проданы на рынке.

Кроме того, французский TSO RTE создал специальный тендерный механизм для третичного резерва для игроков, участвующих в управлении спросом. Следует подчеркнуть, что во Франции этот специализированный рынок *является основным источником прибыли для агрегаторов*²⁴.

Итак, сегодня во Франции управление спросом участвует в балансирующем рынке, рынке вспомогательных услуг, в РСВ и внутрисуточном рынке электроэнергии (через NEBEF), а также в рынке мощности (механизме компенсации за мощность). Отношения между агрегаторами и розничными потребителями регламентированы.

1.2.2 Великобритания

Великобритания была одной из первых стран Европы, которые открыли несколько своих рынков для участия потребителей. В то же время, как отмечает SEDC, процесс взаимодействия между участниками рынка и регуляторами – BEIS (Министерство бизнеса, энергетики и промышленной стратегии), Ofgem (независимый национальный регулятор рынков газа и электроэнергии) и National Grid ESO (системный оператор) – является «не настолько эффективным, как можно было бы ожидать на зрелом рынке»²⁵. В результате «многие процедурные и эксплуатационные требования не подходят для ресурсов управления спросом», что «занижает количество мегаватт управления спросом в системе».

Тем не менее, рынок управления спросом в Британии считается одним из самых передовых в Европе.

В 2017 г пиковая нагрузка в Великобритании составила 57 ГВт²⁶. По оценке ADE, 16% пиковой потребности в электроэнергии в Великобритании – или 9,8 гига-

²⁴ Reaching the optimum: from monopoly to aggregators: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_aggregators-energies-renouvelables-et-subsidations-etats-des-lieux-competitivite-et-developpements-futurs.pdf

²⁵ SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Explicit Demand response in Europe. Mapping the Markets 2017», 2017. <http://www.smartenergydemand.eu/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>

²⁶ <https://uk.reuters.com/article/uk-nationalgrid-energy/electric-vehicles-could-lift-uk-peak-power-demand-by-5-8-gw-by-2030-national-grid-idUKKBN1K1383>

ватт (ГВт) – могут быть обеспечены предприятиями, которые гибко управляют своим потреблением энергии, что может сэкономить британским потребителям энергии в 600 млн фунтов стерлингов к 2020 году и 2,3 млрд фунтов стерлингов к 2035 году. National Grid поставил перед собой цель обеспечить к 2020 году 30–50% возможностей балансирования с помощью управления спросом²⁷.

На британском рынке Demand response могут непосредственно участвовать три группы субъектов: крупные промышленные и коммерческие потребители; малые и средние предприятия; агрегаторы²⁸.

Данные потребители участвуют (в зависимости от их соответствия определенным критериям) в программах по управлению спросом на двух рынках: системных услуг – балансирования (balancing services) и мощности.

1.2.2.1 Рынок системных услуг

На рынке системных услуг выделяются два основных сегмента, в которых участвует управление спросом:

1. Регулирование частоты (Frequency Response).
2. Рынок резервов (Reserve Services).

Регулирование частоты (Frequency Response)

На рынке регулирования частоты управление спросом принимает участие в двух программах: Firm Frequency Response (FFR) и Enhanced Frequency Response (EFR).

FFR является одной из наиболее ценных услуг балансирования с точки зрения важности, объемов и потенциальных доходов. Условием участия является способность выдачи не менее 1 МВт мощности в течение 30 секунд, либо снижение нагрузки на тех же условиях.

Основными участниками FFR исторически являются генераторы, но на рынке постепенно увеличивается доля Demand response, поскольку National Grid стремится устранить барьеры для входа.

Как и в случае других балансирующих услуг, поставщики получают плату за время, в течение которого они предоставляют свой ресурс. National Grid

²⁷ <https://www.theade.co.uk/resources/what-is-demand-side-response>

²⁸ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/demand-side-response-dsr>

Таблица 5. Обзор программ, в которых участвуют ресурсы управления спросом в Великобритании

Источник: National Grid.

Программы	Минимальная мощность, МВт	Скорость отклика, сек.	Продолжительность	Потенциал дохода	Тип тендера/ контракта	
Услуги по регулированию частоты	Static FFR	1	30 сек.	Максимум 30 мин., обычно 5 мин.	10–30 раз в год	\$\$ Ежемесячный электронный тендер
	Dynamic FFR – Primary	1	2 сек.	20 сек.	ежедневно	\$\$\$ Ежемесячный электронный тендер
	Dynamic FFRR – Secondary	1	30 сек.	30 мин.	ежедневно	\$\$\$ Ежемесячный электронный тендер
	Dynamic FFRR – High	1	10 сек.	Неопределенный срок, если не оговорено иное	ежедневно	\$\$\$ Ежемесячный электронный тендер
	EFR	1–50	1 сек.	Максимум 15 мин., обычно 3–4 мин.	—	\$\$\$ Новый продукт – пилотный тендер
Услуги на рынке резервов	STOR	3	240 мин.; предпочтительно в течение 20 мин.	Минимум 2 часа, на практике меньше	3 раза в неделю – обязательство поставщика	\$ Три тендера в год
	Fast Reserve	50	2 мин.; 4 мин. для набора 50 МВт	15 мин.	—	\$ Ежемесячный тендер
Услуги Demand Turn Up	1	10 мин.	Минимум 30 мин.	—	\$ Состоялся один пилотный тендер	

осуществляет закупки ресурсов для FFR на основе ежемесячного электронного тендера.

Enhanced Frequency Response (EFR) – это новый продукт, который предусматривает более быстрое – в пределах одной секунды – реагирование в процессе регулирования частоты. Это динамическая услуга, означающая, что её поставщик постоянно меняет свою выработку/потребление пропорционально в ответ на изменения частоты, а не реагирует на предварительно установленное значение частоты. Данная услуга призвана предупреждать сбои, а не реагировать на их возникновение.

Данная программа имеет меньшее значение для управления спросом, но идеально подходит для накопителей энергии.

Рынок резервов (Reserve Services)

На рынке резервов реализуются три программы, в которых может участвовать Demand response.

Краткосрочный операционный резерв мощности (Short Term Operating Reserve – STOR)

STOR является наиболее важным источником резервной энергии и традиционно является первой услугой, в которой участвуют предприятия.

В рамках STOR поставщик услуги должен быть в состоянии предложить минимум 3 МВт выработки или устойчивого снижения спроса в течение минимум двух часов. Этот объем может быть агрегирован из более чем одного источника.

Поставщики услуги должны иметь возможность выполнить инструкцию системного оператора в течение максимум 240 минут, хотя предпочтительное время: в течение 20 минут.

Запрещается предоставлять другие услуги одновременно с предоставлением STOR. Однако за пределами контрактных окон STOR можно предоставлять другие услуги, если это не влияет на способность поставлять STOR.

STOR представляет около 2 ГВт резервной энергии, к которой может потребоваться National Grid в случае внезапной потери мощности или увеличения спроса в любом месте системы.

Быстрый резерв (Fast Response)

Управление спросом допущено для участия в программе «Быстрого резерва», которая используется «в дополнение к другим услугам по балансировке, чтобы контролировать изменения частоты, которые могут возникнуть в результате внезапных, а иногда и непредсказуемых, изменений в производстве или потреблении». В данной программе участвуют только крупные поставщики – минимальный объем услуги составляет 50 МВт, способные обеспечить поставку со скоростью 25 МВт в минуту.

Повышение потребления (Demand Turn Up)

В 2016 году National Grid ввела специальную услугу «Повышение потребления» (Demand Turn Up – DTU), которая была призвана поощрять крупных потребителей либо увеличивать потребление, либо снижать генерацию в периоды одновременно высокой выработки возобновляемой энергетики и низкого спроса

на электроэнергию в рамках национального рынка. Обычно такая ситуация складывается в ночное время или в выходные дни летом.

В период 2016-2018 использование этой услуги неуклонно сокращалось: если в 2016 году она была востребована 323 раза, то в 2018 году – 41 раз, и National Grid принял решение прекратить её закупки в 2019 году.

Услуги балансирования, в который принимает участие Demand response, в сводном виде представлены в **таблице 5**:

1.2.2.2 Рынок мощности

Великобритания ввела рынок мощности в 2014 году для обеспечения безопасности энергоснабжения в связи с расширением использования переменных, низкоуглеродных источников, таких как энергия ветра и солнца. Годовой объем рынка мощности составляет примерно 50 ГВт (такой объем фиксируется по результатам процедуры конкурсного отбора). Нормы предусматривают проведение двух типов аукционов T-4 (основной, на 4 года) и T-1 (корректировочный, на год). На последнем аукционе (T-4) за управлением спросом было зарезервировано 1,2 ГВт с началом поставки мощности в 2021-2022 годах. С момента начала работы рынка мощности в 2014 на долю управления спросом пришлось 4,4 ГВт или 1,7% отобранной мощности.

Результаты отбора «децентрализованных ресурсов» для поставки мощности изображены на **рисунке 10**.

Системный оператор вместе с участниками рынка проводит работу, направленную на повышение скорости управления спросом на рынке регулирования частоты (faster-acting frequency response)²⁹. Конечная цель: управление спросом, максимально приближенное к реальному времени.

На сегодняшний день в Великобритании зарегистрировано 19 агрегаторов³⁰.

Нынешние агрегаторы нагрузки на британском рынке – это не просто посредники, «собирающие» потребителей в пулы. Это – технологические компании, предлагающие сложные платформенные решения, позволяющие полностью автоматизировать процессы взаимоотношений между потребителями, агрегатором и системным оператором.

²⁹ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/future-frequency-response-products>

³⁰ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/demand-side-response-dsr>

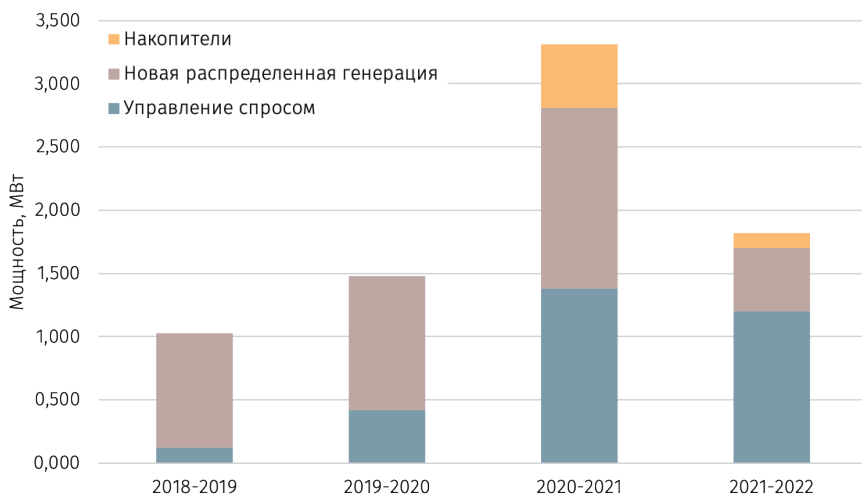


Рисунок 10. Децентрализованные ресурсы, успешные на аукционах на рынке мощности в Великобритании

Источник: KPMG.

О перспективности британского рынка управления спросом свидетельствует большой интерес, который проявляют к сектору крупные транснациональные компании. В феврале 2019 года нефтегазовый гигант Shell приобрел отличающегося инновационными решениями британского агрегатора Limejump³¹, который ранее впервые вывел на рынок системных услуг «виртуальную электростанцию». До этого французский энергетический концерн Engie купил Kiwi Power.

1.3 Япония

Япония начала серьезно заниматься проблематикой Demand response в 2011 году после сильного цунами, приведшего к катастрофе на атомной электростанции в Фукусиме, и последующему отключению всех ядерных реакторов, что создало напряженную ситуацию в энергоснабжении страны. На первых порах речь шла о небольших пилотных программах, и лишь в 2017 году был запущен «настоящий» рынок управления спросом, начало которого по времени совпало с открытием конкурентных розничных рынков электроэнергии.

³¹ <https://limejump.com/limejump-acquired-by-shell/>

В апреле 2017 года японские регуляторы запустили рынок DR под названием NegaWatt Market (NegaWatt – «негативный ватт»; имеется в виду, что услуги управления спросом позволяют снизить количество выдаваемой/потребляемой мощности). Токийская Электроэнергетическая Компания (TEPCO) начала сотрудничество с несколькими поставщиками Demand response для использования ресурсов промышленных и коммерческих потребителей в целях повышения надежности энергосистемы в экстремальных погодных условиях и снижения затрат на покупку электроэнергии и мощности.

На рынке был создан институт агрегаторов и открыты программы поставки мощности (в течение 2 часов), и быстрого реагирования (время реакции менее 30 минут). Программы быстрого реагирования могут активировать гибкую нагрузку в случае аварийной ситуации в сети или во время высокого спроса на электроэнергию.

Агрегаторы интегрируют и контролируют ресурсы на стороне потребителя с помощью технологий «Интернета вещей» (IoT), благодаря чему они функционируют так, как если бы это была одна электростанция.

В 2018 году в Японии состоялся тендер, ознаменовавший открытие рынка балансирующих резервов для управления спросом. Принадлежащий Enel агрегатор EnerNOC выиграл право поставлять на рынок 165 МВт ресурсов Demand response³².

Программы быстрого контроля частоты (Fast frequency control) должны быть открыты для ресурсов управления спросом в 2019 году, а рынок вспомогательных услуг (ancillary services) в целом – в 2020 году.

По информации Frost & Sullivan, Япония может стать крупнейшим рынком управления спросом в Азиатско-Тихоокеанском регионе с ресурсами в 20 ГВт к 2025 г³³. Потенциал управления спросом в Японии к 2030 году оценивается в 45–63 ГВт при нынешнем пиковом спросе 160–170 ГВт.

³² <https://www.enel.com/media/press/d/2018/02/enel-secures-position-as-largest-demand-response-aggregator-in-japan-with-most-recent-tender-win>

³³ <https://ww2.frost.com/news/press-releases/asia-pacific-demand-response-market-gets-boost-residential-segment-smart-meter-rollouts-finds-frost-sullivan/>

1.4 Китай

Будучи крупной индустриальной страной с прогнозируемой пиковой нагрузкой около 1000 ГВт к 2020 году, Китай является потенциально гигантским рынком для управления спросом. Ранее в стране наблюдалась хроническая нехватка электроэнергии из-за быстрого экономического роста. Чтобы справиться с несоответствием спроса и предложения на электроэнергию, крупным промышленным потребителям было поручено предпринимать административно нормированное, некомпенсированное снижение нагрузки для сокращения пикового спроса. В 1998 году Государственная сетевая корпорация Китая (State Grid Corporation) создала Центр управления потреблением в провинции Цзянсу, который содействовал рационализации спроса посредством мероприятий по повышению энергоэффективности и Demand response. Меры по управлению спросом включали дифференцированные по времени тарифы, программы прерывания нагрузки и развертывание устройств накопления энергии (главным образом, накопителей тепла).

В апреле 2002 года провинция Цзянсу стала первой китайской провинцией, которая выпустила свои собственные правила управления спросом и запустила пилотный проект, который состоял из дифференцированных по времени тарифов, тарифов для прерываемых нагрузок, добровольного сдвига нагрузки и развертывания устройств хранения энергии для облегчения снижения нагрузки.

В целях отсрочки инвестиций в расширение линий электропередач и строительство новых электростанций Совет по защите природных ресурсов проводил пилотные программы по управлению спросом с 2013 по 2015 год в четырех городах Китая: Пекине, Тянь-Шане, Фошане и Сучжоу. Основные характеристики этих пилотных программ приведены в **таблице 6**.

Поскольку проблемы дефицита электроэнергии в КНР преодолены, а основные нынешние вызовы касаются проблем избыточного предложения электричества, регионального перепроизводства солнечной и ветровой энергии и защиты окружающей среды, с 2015 года в политике произошли сдвиги. Теперь повышенное внимание уделяется интегрированному планированию и рыночным механизмам диспетчеризации. В соответствии с этой тенденцией правительство также поощряет пилотные регионы использовать добровольные механизмы управления спросом, основанные на цене, вместо традиционного подхода с количественным нормированием.

Таблица 6. Обзор пилотных проектов по управлению спросом в ряде провинций Китая

Источник: NREL.³⁴

	Сучжоу, Цзяньсу	Пекин	Фошань, Гуандун	Таншань, Хэбэй
Программы	Программы прерывания нагрузки	Программы прерывания нагрузки	Управление холодильным оборудованием	Программы прерывания нагрузки
Целевое снижение нагрузки	1000 МВт	800 МВт	450 МВт	400 МВт
Целевые клиенты	промышленные и коммунальные объекты	Промышленные, коммерческие и коммунальные объекты	промышленные и коммунальные объекты	Промышленность
Типы проектов	Почти 400 объектов подключены к платформе управления спросом для управления пиковыми нагрузками	131 проект, нацеленный на 45 клиентов для динамического ценообразования	80 проектов по энергетической эффективности для промышленности и 30 проектов по снижению пиковых нагрузок	35 проектов по энергетической эффективности для электростанций
Результаты реализации проектов в 2015 г.	2716 клиентов, 2037 МВт в провинции Цзяньсу	74 клиента, 71 МВт	129 клиентов, 176 МВт	Нет данных

По мнению экспертов, управление спросом в КНР в ближайшие годы будет применяться в пробном режиме, поскольку энергетические рынки страны пока не готовы к полной интеграции механизма³⁵.

³⁴ Hale, Elaine, Lori Bird, Rajaraman Padmanabhan, and Christina Volpi. 2018. Potential Roles for Demand response in High-Growth Electric Systems with Increasing Shares of Renewable Generation. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-70630. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf>

³⁵ <http://en.cnesa.org/featured-stories/2017/2/15/post-trial-period-a-review-of-beijings-demand-response-program>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Управление спросом в России.

Исходные условия и история

2.1 Исходные условия

Экономическая эффективность работы энергосистем, сильно сказывающаяся на платежах конечных потребителей, зависит в значительной степени от того, насколько равномерно загружены генерирующие и сетевые мощности, а значит – насколько оптимально они используются. Эффективность использования этих мощностей увеличивается с ростом их загрузки до технологически обусловленного предела. Но обеспечить такую оптимальную загрузку энергетических мощностей не позволяет уже упомянутая неравномерность графика потребления электроэнергии.

По данным Системного оператора, в час прохождения годового максимума потребления в 2017 году потребляемая мощность была на 25% меньше рабочей мощности энергосистемы, а средняя по году мощность потребления – на 22% меньше потребляемой мощности в час максимума. По прогнозу Минэнерго России на горизонте 2024 года, параметры которого показаны на **Рисунках 11 и 12**, и годовая, и суточная неравномерность потребления электроэнергии практически не изменяется, что в сочетании с растущим спросом на мощность и увеличением установленной мощности энергосистемы России приведет к снижению эффективности использования генерации. Все большая доля мощностей будет использоваться с низким числом часов использования.

Поскольку, как мы отмечали, регулирование энергосистем осуществляется маневренной генерацией, существенная часть генерирующих мощностей используется лишь незначительную долю времени года, а значительная часть сетевых мощностей работает с низкой нагрузкой. *Инвестиции в неиспользуемую мощность и стоимость владения ею переносятся на цену электроэнергии для конечных потребителей, тем самым способствуя их росту.*

Таким образом, потребность энергосистемы в регулировании за счет маневренной, особенно пиковой генерации вступает в противоречие с задачей экономической оптимизации работы энергосистемы и повышения эффективности ее работы.

Международные сравнения в какой-то степени подтверждают, что энергосистема России недостаточно гибкая, и проблемы низкой плотности населения и энергопотребления решаются строительством **излишних сетевых и генерирующих мощностей**.

Например, если мы сопоставим энергосистему России и энергорынок PJM, то увидим, что при одинаковом пиковом потреблении (так в PJM и России пиковый спрос 152 ГВт), в PJM установленная мощность генерирующего оборудования 191 ГВт, а в энергосистеме России – 243 ГВт. Если взять бенчмарк по энергосистеме PJM, то можно сказать, что в России около 50 ГВт «лишней» энергомощности.

Новый тип проблем возникает в связи с развитием в России переменных возобновляемых источников энергии. Несмотря на крайне небольшие объемы вводимых мощностей ВИЭ в сравнении с размерами энергосистемы, локальные концентрации солнечной и ветровой генерации могут создавать проблемы для управления энергетическим хозяйством на местах. Поскольку при запуске первой программы ДПМ ВИЭ никаких ограничений по территориальной концентрации объектов ВИЭ не устанавливалось, большинство проектов (3 из 5,5 ГВт) были заявлены к реализации в ОЭС Юга, в т.ч. 2,5 ГВт проектов сконцентрировались в энергорайоне, расположенном южнее контролируемого сечения Волгоград – Ростов. В результате ВИЭ в отдельные периоды времени теоретически могут покрывать до 30% пикового потребления, что, при ограниченной пропускной способности трансрегиональных сетей, создаёт повышенные риски для устойчивости энергоснабжения в регионе.

Снятие этих рисков может быть организовано разными средствами. Это могут быть как дополнительные капиталоемкие технические решения (строительство маневренной генерации, строительство сетей, накопители в местах установке ВИЭ), так и технологиями Управления спросом.

В Российской Федерации наблюдается следующая ситуация:

- На оптовом рынке электроэнергии применяется маргинальное ценообразование, где цена покупки/продажи электроэнергии для всех участников в соответствующий час определяется замыкающей заявкой в точке баланса спроса и предложения.
- Покрытие потребления осуществляется за счет последовательной загрузки генерирующего оборудования в порядке возрастания ценовых

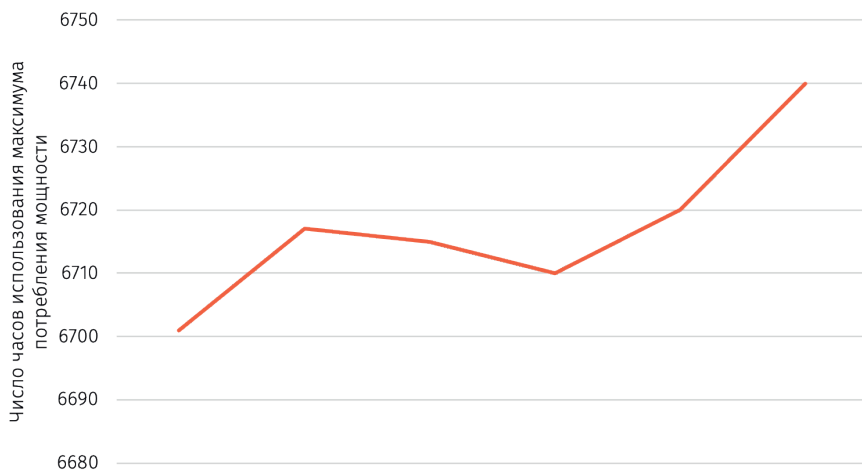


Рисунок 11. Прогноз числа часов использования максимума потребления мощности

Источник: Минэнерго России.

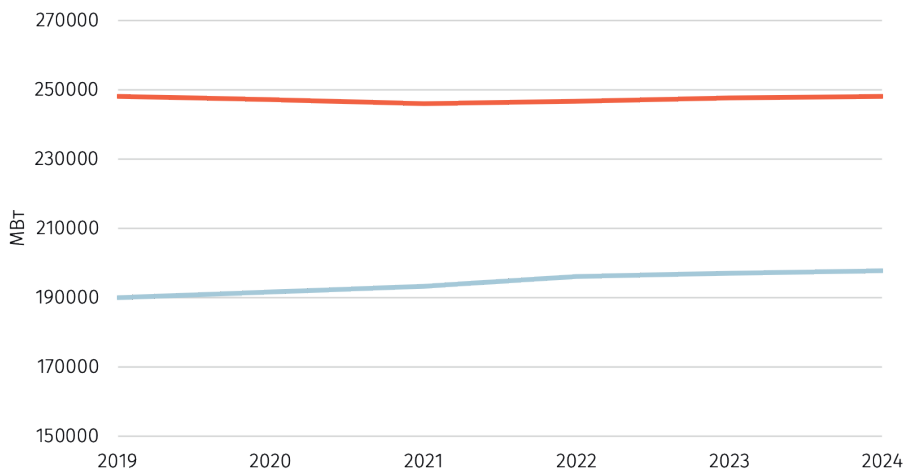


Рисунок 12. Прогноз спроса на мощность и установленной мощности ЕЭС России, МВт

Источник: Минэнерго России.

заявок. Соответственно, покрытие пиков потребления в энергосистеме осуществляется за счет загрузки наиболее дорогой (неэффективной) генерации, выработка которой в иные часы не востребована из-за высокой цены.

- В отсутствии необходимых экономических стимулов спрос на электроэнергию имеет крайне низкую эластичность, то есть на изменение цены практически не реагирует, соответственно, цену формируют замыкающие ценовые ступени генераторов.
- Баланс производства и потребления в пиковые часы *может быть в равной мере обеспечен как за счет увеличения генерации, так и за счет снижения потребления.*

2.2 Этапы управления спросом в России

К первым элементам рыночного управления спросом можно отнести внедрение двухтарифного учета потребления электроэнергии для населения, которое началось в 1996 году.

После введения РСВ потребители оптового рынка увидели разницу ночных и дневных цен, обусловленную разницей в дневном и ночном спросе на энергию, и получили стимул менять загрузку оборудования. Однако, в 2011 году, после достижения почти двукратной разницы дневной и ночной цены в момент прохождения пиковых нагрузок, был введен механизм сглаживания цен на рынке, что привело к отклонению дневных и ночных цен не более чем на 10%.

Элементы рыночного управления спросом в России обсуждались давно – с самого начала введения конкурентных отношений на рынке электроэнергии. Например, концепция Добровольного ограничения нагрузки (ДОН), предполагавшая оплату потребителям за возможность снижения нагрузки по команде Системного оператора, обсуждалась еще в 2007–2008 годах, однако так и не была реализована.

20 июля 2016 года было утверждено Постановление Правительства РФ №699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности», и начиная с 2017 года крупные потребители – субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности – получили возможность участия в Ценозависимом снижении потребления электроэнергии и мощности на оптовом рынке (ЦЗСП).

- Механизм ЦЗСП работает в двух секторах оптового рынка электроэнергии и мощности одновременно, в КОМ и РСВ:

- Механизм ЦЗСП предусматривает, что наличие потребителей, принявших на себя обязательства по требованию снижать свое потребление электроэнергии на определенную величину, приводит к снижению спроса на КОМ;
- Снижение спроса зависит от объема снижения потребления электроэнергии и от количества часов, некоторое потребитель готов его снизить;
- При выполнении покупателем принятых обязательств уменьшается объем мощности, который он должен купить по итогам КОМ;
- При невыполнении покупателем принятых обязательств увеличивается стоимость части объема мощности, который он покупает по итогам КОМ;
- Ценозависимое снижение объема покупки осуществляется в РСВ, путем двойного перерасчета РСВ и формирования ТГ с учетом ЦЗСП при выполнении условий;
- При формировании ТГ с учетом разгрузки потребителей ЦЗСП происходит снижение цены РСВ для всех покупателей.

Оператором программы ЦЗСП является Системный оператор. Программа предусматривает, что потребители оптового рынка могут подавать заявки для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ) с указанием планируемого объема снижения потребления, и по факту отбора заявки в КОМ примут на себя обязательства по снижению потребления со специальными требованиями по обеспечению готовности энергопринимающего оборудования к снижению потребления. В результате выполнения взятых на себя обязательств, объем покупки мощности, формируемый по итогам месяца в отношении такого участника оптового рынка, снижается на учетный при проведении КОМ объем ценозависимого снижения потребления.

В настоящее время для потребителей с ценозависимым потреблением установлены следующие параметры частоты и длительности разгрузок:

- потребитель, имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 8 часов, признается полностью эквивалентным пиковой генерации и получает 100% оплату мощности,
- потребитель, имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 4 часов, получает 50% оплату мощности,
- потребитель, имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 2 часов, получает 25% оплату мощности.

Возможность ЦЗСП учитывается при расчете Коммерческим оператором оптового рынка (АТС) цен на электроэнергию: если расчет почасовых узловых цен показывает, что введение ЦЗСП приведет к снижению равновесной цены на электроэнергию не менее, чем на 1%, соответствующий объем ЦЗСП учитывается при формировании торгового графика. Таким образом, ресурсы ЦЗСП участвуют в общем снижении цены электроэнергии на оптовом рынке.

Механизм ЦЗСП не приобрел достаточной популярности: на сегодняшний день в нем участвуют предприятия только одной промышленной группы – алюминиевые заводы ОК «Русал». В совокупности в ЦЗСП участвуют 64 МВт их мощностей, что составляет 1% от потребления заводов и только 0,1% от пикового спроса 2-й ценовой зоны оптового рынка.

При этом сам механизм показывает высокую эффективность в задаче снижения цен на оптовом рынке. Единичные события по снижению потребления в рамках ЦЗСП приводили к снижению цены на 5%. Но при разработке программы ЦЗСП предполагалось ограничение потребления 3–5 раз в месяц, тогда как в действительности ЦЗСП сработал по экономическим критериям только 6 раз за 2017 год, а в 2018 году – ни одного раза³⁶. Именно низкой частотой срабатывания объясняется небольшой итоговый вклад ЦЗСП в оптимизацию работы энергосистемы.

Механизм рассчитан на узкий круг самых крупных потребителей, которые обладают статусом субъекта оптового рынка электроэнергии и, соответственно, должны выполнять ряд экономических и технологических требований. В частности, речь идёт о минимуме фактического пикового потребления (5 МВт) и объёме ценозависимого снижения потребления электроэнергии не менее 2 МВт*ч.

Как показали результаты работы механизма, ресурс управления спросом оптовых потребителей ограничен в силу следующих причин:

- 1.** Цена услуги снижения спроса, отражающая цену мощности на рынке КОМ, не делает механизм достаточно привлекательным.
- 2.** Потребители, которые являются профессиональными участниками оптового рынка, уже оптимизировали графики загрузки своего энергоёмкого оборудования и снизили затраты на электроэнергию ещё до появления механизмов явного управления спросом.

³⁶ Demand response на российском рынке: барьеры и перспективы. VYGON Consulting, 2018

3. Потребитель на оптовом рынке обычно представлен большим объемом потребления мощности на одну ГТП, что повышает риск точности прогнозирования участия.

Пилотный проект по введению практики управления спросом на розничном рынке при помощи агрегаторов управления спросом, регламентируемый Постановлением Правительства от 20 марта 2019 г. №287, призван развить и существенно улучшить имеющиеся механизмы управления спросом и сделать ценозависимое управление спросом мощным средством оптимизации электроэнергетики страны.

2.3 Ключевые изменения нормативно-правовой базы

Полномасштабное введение практики управления спросом потребителей розничного рынка, в том числе возможность предоставления этой услуги на различных сегментах электроэнергетического рынка, потребует изменений в нормативно-правовой базе отрасли. Наиболее принципиальным изменениям должны подвергнуться следующие НПА:

- ФЗ от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в частности, статья 35).
- ПП от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электроэнергии и мощности» (установить порядок учета в РСВ объемов разгрузки агрегаторов, оказывающих услуги по управлению нагрузкой отдельных розничных потребителей электроэнергии, направленному на обеспечение баланса спроса и предложения).
- ПП от 03.03.2010 №117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности...» (обеспечить возможность агрегаторов управления спросом и потребителей оказывать услуги по НПРЧ и АВРЧМ – в настоящее время предусмотрена только для электростанций).
- ПП РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» -расширить перечень услуг по обеспечению системной надежности включаемых в тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения системной надежности (ОДУ-2).

- Разработка нормативно-методического документа, определяющего порядок подтверждения исполнения обязательств, включая методику формирования базового графика потребления (вариант – в составе регламентов рынка).
- Разработка стандарта организации (СТО) АО «СО ЕЭС», определяющего технические требования к участию агрегированной нагрузки потребителей в НПРЧ и АВРЧМ.
- Определение необходимости внесения изменений в Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

Накопители энергии в сфере управления спросом: возможности симбиоза

В ряде стран накопители энергии участвуют на рынках мощности и системных услуг в качестве самостоятельных технологических единиц. В то же время агрегаторы управления спросом (в тех же странах) имеют возможности и полномочия агрегировать разные типы ресурсов, к которым могут относиться и накопители. В конечном счёте всё зависит от бизнес-модели, которую выбирают участники рынка.

Постановление Правительства РФ от 20 марта 2019 г. №287 открывает возможность применения систем накопления электроэнергии для оказания услуг как по управлению спросом потребителей розничного рынка, так и оказания услуг по обеспечению системной надежности (ОПРЧ, АВПЧМ).

Например, агрегатор REstore (с 2017 года входит в группу Centrica), использует накопители энергии в комбинации с энергоёмкими промышленными процессами в рамках своего рыночного предложения услуг по управлению спросом. При получении сигнала/требования о снижении нагрузки от оператора, сначала разряжается батарея, и тем самым обеспечивается время, необходимое для фактического снижения нагрузки в промышленном процессе. То есть такое сочетание увеличивает скорость реакции и тем самым повышает ценность предложения³⁷. С этой точки зрения важной компетенцией агрегатора является способность эффективно комбинировать различные средства (хранение энергии, промышленные процессы) для повышения скорости оказания услуги.

По мнению Frost & Sullivan, Demand response становится моделью «вторичного дохода» для систем накопления энергии, которые позволяют улучшить качество электроэнергии, уменьшить прерывистость возобновляемой энергии и обеспечить резервное энергоснабжение³⁸.

³⁷ Reaching the optimum: from monopoly to aggregators:
https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_aggregators-energies-renouvelables-et-subsventions-etats-des-lieux-competitivite-et-developpements-futurs.pdf

³⁸ <https://ww2.frost.com/news/press-releases/asia-pacific-demand-response-market-gets-boost-residential-segment-smart-meter-rollouts-finds-frost-sullivan/>

По данным Smart Electric Power Alliance³⁹, в США накопители электроэнергии играют всё большую роль в Demand response, и энергетические предприятия (utilities) начинают тестировать использование систем хранения в качестве ресурсов, оказывающих услуги в рамках рыночных операций по управлению спросом. Батареи добавляются в наборы технологий Demand response, в том числе накопители энергии, находящиеся за счётчиком, то есть на стороне потребителя, также агрегируются для участия в мероприятиях по управлению спросом.

³⁹Smart Electric Power Alliance (SEPA), 2018 Utility Demand response Market Snapshot.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

Вариант технической реализации агрегатора управления спросом на основе архитектуры Интернета энергии (IDEA)

Вовлечение массовых потребителей в практики управления спросом сопряжено с существенными интеграционными и транзакционными издержками. Чем более мелким и массовым является потребитель, тем выше удельный и суммарный размер этих издержек. В числе этих издержек:

- Капитальные затраты на превращение нагрузки потребителей из пассивной в удаленно управляемую.
- Капитальные и операционные затраты на интеграцию потребителей и их нагрузки в информационно-управляющий контур практики управления спросом, как правило, контур агрегатора управления спросом, и обслуживание соответствующих информационных систем.
- Капитальные и операционные затраты на интеграцию потребителей в информационные системы коммерческого учета, расчета и осуществления платежей.

Издержки посреднической деятельности, необходимой для осуществления («проведения») учетных, расчетных и платежных операций (транзакций), включая поверку и контроль показаний приборов учета, банковскую деятельность по клирингу, биллинг, обслуживанию расчетных и лицевых счетов и другие операции такого типа.

Эти издержки являются основным сдерживающим фактором при масштабировании практик управления спросом и увеличении «глубины» их проникновения в управление энергосистемой.

В России формируется многофункциональное решение этой проблемы – архитектура Интернета энергии (IDEA), допускающая одновременное разворачивание различных сервисов со своими бизнес-моделями и алгоритмами управления.

Интернет энергии и новая архитектура построения систем управления энергетикой IDEA (архитектура Интернета энергии) призваны обеспечить легкую и быструю масштабируемость новых энергетических практик. Реализация

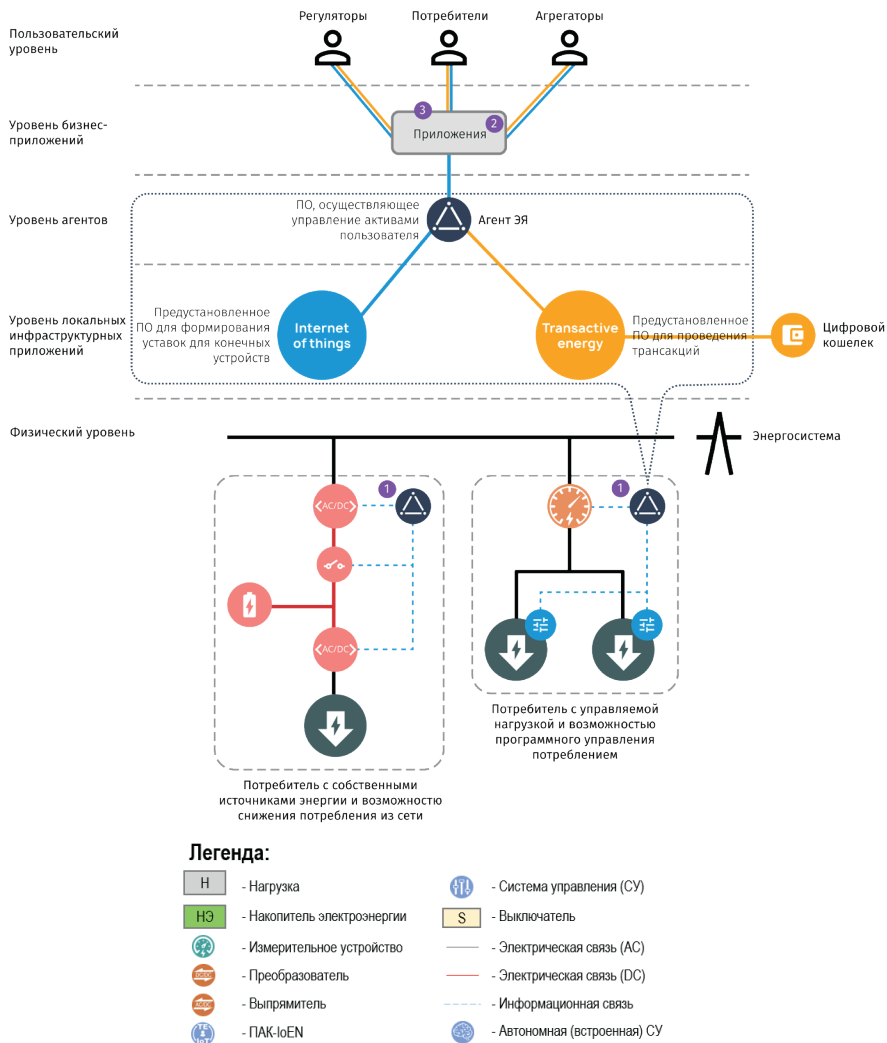


Рисунок 13.

практик управления спросом на основе архитектуры Интернета энергии, таким образом, получает три важных качества:

1. Возможность присоединять, вовлекать новых потребителей по принципу plug & play и обеспечивает их бесшовную интеграцию в информационно-управляющий и учетно-расчетный системы, которые предоставляет сам Интернет энергии.

2. Возможность быстрого обновления и версионности алгоритмов управления спросом, реализуемых агрегатором управления спросом, без внесения изменений в инфраструктуру доступа к пользователю и его нагрузку, возможность расширения предлагаемых потребителям сервисов и моделей участия.
3. Снижение транзакционных издержек масштабирования и операционной деятельности за счет устранения посреднической деятельности и ее замены на интеллектуальную транзакционную и информационно-управляющую платформы.

Перечисленные качества реализации управления спросом в архитектуре Интернета энергии достигаются за счет установки у конечных потребителей достаточно унифицированного средства присоединения к Интернету энергии – «агента IDEА» – представляющего собой управляющую приставку с соответствующим программным обеспечением (**Рисунок 13**).

«Агент IDEА» за счет встроенных портов и протоколов из числа используемых для формирования Интернета вещей (IoT) получает доступ к конечному оборудованию потребителя – системам управления нагрузкой, «умным» розеткам и всей технике, которая в принципе является управляемой нагрузкой. При этом «агент IDEА» интегрирует в себе функции управления этой нагрузкой.

Также «агент IDEА» содержит систему подключения к транзакционной системе и персональный «кошелек» агрегируемого потребителя, обеспечивая возможность осуществления всей учетно-расчетной и платежной деятельности без посредников.

Ядром «агента IDEА» является собственно программный агент – «представитель» потребителя, получающий запросы от агрегатора управления спросом. Функцией этого программного агента является принятие решения по участию в событии управления спросом согласно выбранным потребителям профилям участия в сервисе управления спросом и превращение принятых к исполнению запросов агрегатора в команды для систем управления интегрированных в управление нагрузок. Этот же программный агент инициирует учет факта и величины участия в событии управления спросом, расчеты по этому факту и исполнение платежа за участие в этом факте.

Таким образом, при реализации практики управления спросом на основе архитектуры Интернета энергии масштабирование этой практики упрощается,

а с точки зрения агрегируемого потребителя электрической энергии его вовлечение в практику управления спросом сводится к следующему набору элементарных операций:

- 1.** Покупка управляющей приставки (заказ в Интернете с доставкой).
- 2.** Подключение управляющей приставки (самостоятельно или силами специалиста).
- 3.** Выбор на маркетплейсе и установка приложения (App), поставляемого агрегатором.
- 4.** Регистрация в приложении (App), выбор типа сервиса (или профиля участия).
- 5.** Наблюдение за самостоятельной работой сервиса через приложение.
- 6.** Установка новых приложений, автоматическое получение обновлений.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.

Постановление Правительства РФ от 20 марта 2019 г. № 287

“О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности”

27 марта 2019

Правительство Российской Федерации постановляет:

- 1.** Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности.
- 2.** Федеральной антимонопольной службе в срок до 1 июня 2019 г.:
 - внести изменения в методические указания по расчету цен (тарифов) и предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части учета затрат на организацию отбора и оплату услуг по управлению спросом на электрическую энергию;
 - пересмотреть на второе полугодие 2019 г. предельный максимальный уровень цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые акционерным обществом “Системный оператор Единой энергетической системы”, в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, определив предельный размер средств, необходимых для оплаты услуг по управлению спросом на электрическую энергию, исходя из расчетного объема услуг на второе полугодие 2019 г. в размере 50 МВт.

3. Министерству энергетики Российской Федерации провести анализ практики функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также применения механизма управления спросом на электрическую энергию на розничных рынках и представить до 1 сентября 2020 г. предложения о целесообразности дальнейшего применения и развития указанного механизма.

Председатель Правительства Российской Федерации Д. Медведев

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства Российской Федерации
от 20 марта 2019 г. № 287

Изменения,
которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности.

1

В Правилах отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 117 “О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности” (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, №12, ст. 1333):

а) пункт 1 дополнить абзацем следующего содержания:

“Понятия, используемые в настоящих Правилах, имеют значения, определенные Федеральным законом “Об электроэнергетике”, иными федеральными законами и нормативными правовыми актами Российской Федерации.”;

б) в пункте 2:

подпункты “а” и “б” изложить в следующей редакции:

“а) нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, обеспечивающих изменение нагрузки путем изменения режима работы энергопринимающего устройства и (или) путем изменения режимов работы принадлежащих такому потребителю объектов генерации установленной генерирующей мощностью менее 25 МВт, а также с использованием накопителей электрической энергии (далее – услуги по нормированному первичному регулированию частоты);

б) автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт), энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, обеспечивающих изменение нагрузки путем изменения режима работы энергопринимающего устройства и (или) путем изменения режимов работы принадлежащих такому потребителю объектов генерации установленной генерирующей мощностью менее 25 МВт, а также с использованием накопителей электрической энергии (далее – услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности);”;

подпункт “г” изложить в следующей редакции:

“г) управлению спросом на электрическую энергию субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, осуществляющими в период с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2020 г. групповое управление изменением нагрузки энергопринимающих устройств потребителей розничного рынка электрической энергии (далее – услуги по управлению спросом на электрическую энергию), с которыми такой субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии заключил договор оказания услуг по изменению нагрузки. Не допускается участие в управлении спросом на электрическую энергию с использованием группы точек поставки на оптовом рынке, в отношении которой уже принято обязательство обеспечить готовность к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии.”;

в) в пункте 5:

подпункт “б” изложить в следующей редакции:

“б) технические параметры и характеристики объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – объект электроэнергетики) и (или) установленного на них оборудования и устройств, с использованием которых должны оказываться услуги по обеспечению системной надежности, в том числе технические параметры и характеристики, которым объект электроэнергетики должен удовлетворять на день проведения отбора и в течение периода оказания соответствующих услуг. Для оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию указываются технические параметры и характеристики в отношении энергопринимающего устройства потребителей розничного рынка электроэнергии, включая накопители электрической энергии, с которыми субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии заключает договор оказания услуг по изменению нагрузки. В случае если изменение нагрузки энергопринимающим устройством потребителя розничного рынка электроэнергии обеспечивается путем использования объекта по производству электрической энергии (мощности), то установленная генерирующая мощность такого объекта должна быть менее 25 МВт;”;

подпункт “в” дополнить словами “; а также услуг по управлению спросом на электрическую энергию”;

в подпункте “д” слова “а также услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии” заменить словами “услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, а также услуг по управлению спросом на электрическую энергию”;

подпункт “е” дополнить словами:

“; а также услуг по управлению спросом на электрическую энергию. Плановый совокупный объем оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию не может превышать 0,5 процента от величины объема спроса на мощность в первой точке спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) в соответствующей ценовой зоне, рассчитанного в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка”;

подпункт “з” признать утратившим силу;

подпункт “и” изложить в следующей редакции:

“и) параметры и характеристики оборудования и устройств, предназначенных для определения объема предоставления услуг по обеспечению системной надежности, – в отношении услуг по нормированному первичному регулированию частоты, услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности, услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, а также услуг по управлению спросом на электрическую энергию. Для оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию устанавливаются требования к передаче системному оператору данных коммерческого учета с расчетных приборов учета электрической энергии (мощности), установленных в отношении точек поставки потребителей, участвующих в групповом управлении изменением нагрузки, с указанием форматов для передачи данных и сроков передачи таких данных, а также методы определения величины изменения нагрузки энергопринимающих устройств потребителя, в том числе методы, основанные на формировании графика базовой нагрузки, относительно которого производится расчет величины изменения потребления, и методы, основанные на определении максимальной базовой нагрузки;”;

дополнить подпунктами “н” и “о” следующего содержания:

“н) предельная цена оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, не превышающая величину прогнозной средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке для соответствующей ценовой зоны оптового рынка, опубликованной коммерческим оператором оптового рынка на дату публикации извещения о проведении отбора;

о) описание энергопринимающего устройства, которое будет использоваться для оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, включая местоположение энергопринимающего устройства и его отнесение к группе точек поставки участника оптового рынка, а также указание на технологии, используемые для управления спросом, включая накопители электрической энергии и объекты по производству электрической энергии (мощности), если таковые используются для целей управления спросом.”;

г) пункты 6–8 изложить в следующей редакции:

“6. Субъекты электроэнергетики и (или) потребители электрической энергии, оказывающие услуги по нормированному первичному регулированию частоты, услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков

активной мощности и услуги по управлению спросом на электрическую энергию, определяются по результатам отбора на конкурентной основе (далее – конкурентный отбор). Конкурентный отбор на определенный период оказания услуг проводится отдельно в отношении каждого из указанных видов услуг. Для оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию конкурентный отбор проводится не реже 1 раза в 6 месяцев.

7. Для участия в конкурентном отборе субъект электроэнергетики и (или) потребитель электрической энергии представляет системному оператору в установленный срок заявку на участие в конкурентном отборе с приложением документов, подтверждающих соответствие субъекта электроэнергетики и (или) потребителя электрической энергии требованиям, предъявляемым к участникам конкурентного отбора, а также ценовой заявки, устанавливающей объемы оказания услуг по обеспечению системной надежности в определенной зоне оказания услуг, планируемые к предоставлению субъектом электроэнергетики, с указанием предлагаемых цен на такие объемы (далее – ценовая заявка), при этом такая цена не должна превышать размер предельной цены оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, указанный в извещении о проведении отбора. Количество последовательных часов в сутки, в которые субъектом электроэнергетики и (или) потребителем электрической энергии должна быть обеспечена готовность к оказанию услуг по управлению спросом на электрическую энергию на соответствующем энергопринимающем устройстве, определяется им самостоятельно в размере 2 или 4 часов. В зависимости от указанного в заявке количества часов коэффициент учета объема оказанных услуг по управлению спросом на электрическую энергию составляет:

2 часа в сутки – 0,5;

4 часа в сутки – 1.

8. Заявка на участие в конкурентном отборе подается субъектом электроэнергетики и (или) потребителем электрической энергии в отношении принадлежащего ему на праве собственности или ином законном основании объекта электроэнергетики и (или) установленных на нем оборудования и устройств. В отношении каждого объекта электроэнергетики и (или) установленных на нем оборудования и устройств может быть подана только одна такая заявка. Для оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию указанная заявка подается субъектом электроэнергетики и (или) потребителем электрической энергии в отношении энергопринимающих устройств потре-

бителей розничного рынка электроэнергии, с которыми субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии заключает договор оказания услуг по изменению нагрузки.”;

д) в подпункте “г” пункта 13 слова “ежемесячной платы” исключить;

е) пункт 22 дополнить абзацем следующего содержания:

“В отношении договоров оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию системный оператор не позднее 3-го рабочего дня месяца, следующего за расчетным, публикует информацию об исполнении (неисполнении) агрегаторами управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию в отчетном периоде на своем официальном сайте в сети Интернет.”;

ж) абзац первый пункта 24 изложить в следующей редакции:

“24. Оплата оказанных услуг по обеспечению системной надежности осуществляется системным оператором ежемесячно.”.

2

В Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. №1172 “Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности” (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916; 2016, № 2, ст. 395; № 31, ст. 5017; 2017, № 1, ст. 178; 2019, № 5, ст. 389):

а) пункт 2:

после абзаца первого дополнить абзацем следующего содержания:

“агрегатор управления спросом на электрическую энергию” – субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии, заключивший в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 117 “О порядке отбора

субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности”, договор оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию с системным оператором и заключивший на период действия указанного договора договор (договоры) оказания услуг по изменению нагрузки с потребителем и (или) потребителями розничного рынка электрической энергии;”;

после абзаца восьмого дополнить абзацем следующего содержания:

“потребители, участвующие в групповом управлении изменением нагрузки” – потребители розничного рынка электрической энергии, заключившие договор оказания услуг по изменению нагрузки с агрегатором управления спросом на электрическую энергию, обеспечивающие снижение объемов потребления электрической энергии энергопринимающим устройством путем изменения режима работы энергопринимающего устройства, в том числе включая использование накопителей электрической энергии для полного или частичного покрытия потребления электрической энергии, и (или) путем изменения режимов работы принадлежащих такому потребителю объектов генерации установленной генерирующей мощностью менее 25 МВт;”;

б) в пункте 40:

абзац четвертый подпункта 10 дополнить словами “, и о готовности к снижению объема потребления электрической энергии потребителями, участвующими в групповом управлении изменением нагрузки, с указанием группы точек поставки участника оптового рынка, с использованием которой приобретаются электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для таких потребителей, и с указанием объема такого снижения”;

абзац седьмой подпункта 16 дополнить словами “, а также для участников оптового рынка, с использованием групп точек поставки которых приобретаются электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, участвующих в групповом управлении изменением нагрузки”;

в) в пункте 83:

абзацы восьмой – десятый изложить в следующей редакции:

“Ценозависимое снижение объема покупки электрической энергии покупателями с ценозависимым потреблением и снижение потребления электрической энергии потребителями, участвующими в групповом управлении изменением нагрузки в ценовой зоне оптового рынка, осуществляются при одновременном выполнении следующих условий, если иное не установлено настоящими Правилами:

результаты расчета равновесных цен с применением ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии и снижения потребления электрической энергии потребителями, участвующими в групповом управлении изменением нагрузки, в отношении всех покупателей с ценозависимым потреблением и агрегаторов управления спросом на электрическую энергию, расположенных в одной ценовой зоне оптового рынка и уведомивших системного оператора о готовности к ценозависимому снижению объема покупки и (или) потребления электрической энергии на планируемые сутки в соответствующей группе точек поставки, и (или) в отношении соответствующих потребителей, участвующих в групповом управлении изменением нагрузки, приводят к рассчитанному в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка уменьшению не менее чем на 1 процент средневзвешенной равновесной цены на электрическую энергию в этой ценовой зоне оптового рынка в час из числа определенных системным оператором плановых часов пиковой нагрузки, в который указанная средневзвешенная равновесная цена на электрическую энергию, определенная без учета ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии, принимает максимальное значение (далее – час максимальной цены);

отношение совокупного превышения значений планового почасового производства над минимальными почасовыми значениями мощности генерирующего оборудования и совокупного значения диапазона регулирования активной мощности (разность совокупных максимальных и минимальных почасовых значений мощности генерирующего оборудования), определяемое в соответствующей ценовой зоне оптового рынка по группам точек поставки генерации (за исключением групп точек поставки атомных электростанций, гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих электростанций и генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии) в час максимальной цены, превышает величину, установленную для соответствующей ценовой зоны договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в диапазоне от 0,5 до 0,9. До дня установления догово-

ром о присоединении к торговой системе оптового рынка значений указанной величины применяется значение, равное 0,6.”;

после абзаца двенадцатого дополнить абзацами следующего содержания:

“Объем планового почасового потребления в группе точек поставки участника оптового рынка, с использованием которой приобретаются электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителя, участвующего в групповом управлении изменением нагрузки, уменьшается в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка на величину снижения потребления электрической энергии, указанную в договоре оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, в течение периода, включающего час максимальной цены, длительность которого соответствует количеству часов, указанному в таком договоре.

Информация о величине снижения потребления электрической энергии потребителями, участвующими в групповом управлении изменением нагрузки на основании договора оказания услуг по изменению нагрузки с агрегатором управления спросом на электрическую энергию, а также длительность периода снижения потребления электрической энергии (количество последовательных часов), указанные в договоре оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, передаются системным оператором организации коммерческой инфраструктуры в порядке, предусмотренном договором о присоединении к оптовому рынку электроэнергии и мощности.”;

в абзаце тринадцатом слова “10 раз” заменить словами “5 раз”;

после абзаца тринадцатого дополнить абзацем следующего содержания:

“В случае если в расчетном периоде в ценовой зоне оптового рынка отсутствуют покупатели с ценозависимым потреблением и объем снижения потребления потребителями, участвующими в групповом управлении изменением нагрузки составляет менее 0,2 процента объема спроса на мощность в первой точке, учтенного при проведении конкурентного отбора мощности на этот год в этой ценовой зоне, то снижение потребления электрической энергии такими потребителями осуществляется совместно с покупателями с ценозависимым потреблением другой ценовой зоны оптового рынка в порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.”;

г) в пункте 108.1;

в абзаце третьем слова “или 8 часов” исключить;

в абзаце четвертом слова “менее 2 МВт” заменить словами “менее 1 МВт”;

абзацы седьмой и восьмой изложить в следующей редакции:

“2 часа в сутки – 0,5;

4 часа в сутки – 1;”;

абзац девятый признать утратившим силу;

д) пункт 122 после абзаца шестого дополнить текстом следующего содержания:

“С 1 января 2022 г. объем фактического пикового потребления для покупателя с ценозависимым потреблением изменяется в порядке, установленном в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка, на величину, равную отношению следующих величин:

разность фактического объема ценозависимого снижения потребления мощности и увеличенной на 25 процентов разницы объема ценозависимого снижения потребления мощности, составляющего обязательства такого покупателя по осуществлению ценозависимого снижения потребления, и фактического объема ценозависимого снижения потребления мощности;

отношение поставленного на оптовый рынок объема мощности, подлежащего оплате в ценовой зоне, за исключением объемов поставки мощности по регулируемым договорам, к сумме определенных объемов фактического пикового потребления покупателей в ценовой зоне (без учета изменения, указанного в абзаце седьмом настоящего пункта, без учета объема пикового потребления производителей электрической энергии в пределах максимальных объемов потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды, а также уменьшенного на объем пикового потребления покупателя, обеспечиваемый покупкой мощности по регулируемым договорам).”;

е) в пункте 123:

в абзаце шестом слова “В случае наличия” заменить словами “До 31 декабря 2021 г. в случае наличия”;

абзац девятый после слова “Если” дополнить словами “до 31 декабря 2021 г.”;

ж) пункт 137 дополнить абзацем следующего содержания:

“Отклонения, произошедшие в группе точек поставки участника оптового рынка, с использованием которой приобретаются электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителя, участвующего в групповом управлении изменением нагрузки, если они возникли в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, в объеме, обусловленном таким неисполнением или ненадлежащим исполнением такого договора, оплачиваются в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка по цене, определяемой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в указанной группе точек поставки.”;

з) подпункт 2 пункта 150 после слов “за расчетный период” дополнить словами “(за исключением отклонений, произошедших в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения агрегатором управления спросом на электрическую энергию обязательств по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию)”.

3. Подпункт 10 пункта 6 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 “О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике” (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 4, ст. 504), дополнить абзацем следующего содержания:

“в период с 2019 по 2020 год – управление спросом на электрическую энергию.”.

