



Атлас энергетических реформ ЦАРЭС: Отчет о тематических исследованиях

Ноябрь 2021

В этом Отчете о тематических исследованиях содержатся кейс-стади, которые накладывают отпечаток и придают существенный характер другому документу – Инструментарно тарифной реформы:

- *Джорджия, Соединенные Штаты Америки (США): пример нормирования с учетом стоимости услуг (COS);*
- *Колумбия: пример стандартного нормирования на основе результатов деятельности (PBR); и*
- *Великобритания: пример нормирования на основе показателей результатов деятельности следующего поколения.*

Содержание

1	ВВЕДЕНИЕ	8
1.1	ОБОСНОВАНИЕ ДЛЯ ОТБОРА ТЕМАТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	8
1.2	СРАВНЕНИЕ ЮРИСДИКЦИЙ	9
1.3	ОБЗОР ПРИМЕРА НОРМИРОВАНИЯ С УЧЕТОМ СТОИМОСТИ УСЛУГ (COS): Джорджия (США).....	11
1.4	ОБЗОР СТАНДАРТНОГО НОРМИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (PBR) Колумбия.....	14
1.5	ОБЗОР НОРМИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (PBR) СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ: ВЕЛИКОБРИТАНИЯ	16
2	ДЖОРДЖИЯ, США (НОРМИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ СТОИМОСТИ УСЛУГ)	18
2.1	ОБЗОР РЫНКА ШТАТА ДЖОРДЖИЯ (США)	18
2.2	ТЕКУЩАЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ И ПРАВОВАЯ СТРУКТУРА ШТАТА ДЖОРДЖИЯ (США)	22
2.3	ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ В ШТАТЕ ДЖОРДЖИЯ (США)	24
2.3.1	<i>Процесс нормирования</i>	24
2.3.2	<i>Тарифы «Georgia Power Company» и их формирование</i>	26
2.3.3	<i>Другие отличительные элементы режима нормирования</i>	28
2.4	ОПЫТ ШТАТА ДЖОРДЖИЯ (США) В ДИСКУССИЯХ ПО РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ.....	30
2.4.1	<i>Реструктуризация сектора электроэнергетики в США в 1990-х годах</i>	30
2.4.2	<i>Ограниченная конкуренция в розничной реализации в Джорджии (США)</i>	30
2.4.3	<i>Процессы по реструктуризации рынка электроэнергетики</i>	31
3	КОЛУМБИЯ (СТАНДАРТНОЕ НОРМИРОВАНИЕ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ)	33
3.1	ОБЗОР РЫНКА КОЛУМБИИ	33
3.2	ТЕКУЩАЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ И ПРАВОВАЯ СТРУКТУРА КОЛУМБИИ	36
3.2.1	<i>Регулирование и определение политики</i>	40
3.2.2	<i>Регуляторный надзор за тарифами</i>	41
3.2.3	<i>Нормирование тарифов на передачу электроэнергии</i>	42
3.2.4	<i>Нормирование тарифов на распределение</i>	45
3.3	ХРОНОЛОГИЯ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ И ПОСЛЕДНИЕ НАРАБОТКИ	48
4	ВЕЛИКОБРИТАНИЯ (НОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ)	50
4.1	ОБЗОР РЫНКА ВЕЛИКОБРИТАНИИ	50
4.2	ТЕКУЩАЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ И ПРАВОВАЯ СТРУКТУРА ВЕЛИКОБРИТАНИИ	54
4.2.1	<i>Регулирование и определение политики</i>	54
4.2.2	<i>Регуляторный надзор за отраслями энергетической сети</i>	55
4.3	ХРОНОЛОГИЯ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ И ПОСЛЕДНИЕ НАРАБОТКИ	59
5	СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	67

Список рисунков

Рисунок 1. КРИТЕРИИ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ДЛЯ ОТБОРА ТЕМАТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	8
Рисунок 2. ОБЗОР ОТОБРАННЫХ ЮРИСДИКЦИЙ.....	10
Рисунок 3. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ПО ВИДАМ ТОПЛИВА ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЮРИСДИКЦИЙ.....	11
Рисунок 4. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ ТЕМАТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ШТАТУ ДЖОРДЖИЯ.....	12
Рисунок 5. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ ТЕМАТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО КОЛУМБИИ.....	14
Рисунок 6. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ ТЕМАТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЕЛИКОБРИТАНИИ.....	17
Рисунок 7. КРАТКИЙ ОБЗОР РЫНКА ДЖОРДЖИИ (США)	19
Рисунок 8. ХРОНОЛОГИЯ ВАЖНЫХ СОБЫТИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ ДЖОРДЖИИ (США)	21
Рисунок 9. СТРУКТУРА РЫНКА ШТАТА ДЖОРДЖИЯ (США)	22
Рисунок 10. СРОКИ ВЫНЕСЕНИЯ РЕШЕНИЯ ПО ТАРИФНОМУ ПРЕЦЕДЕНТУ	25
Рисунок 11. БЫТОВЫЕ ТАРИФЫ, ПРЕДЛАГАЕМЫЕ КОМПАНИЕЙ GPC.....	28
Рисунок 12. ВЫВОДЫ О МЕХАНИЗМЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИБЫЛИ И ПРОМЕЖУТОЧНОМ ВОЗМЕЩЕНИИ ЗАТРАТ	28
Рисунок 13. ВЫВОДЫ ОБ ОГРАНИЧЕННОЙ КОНКУРЕНЦИИ В РОЗНИЧНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ.....	31
Рисунок 14. КРАТКИЙ ОБЗОР РЫНКА КОЛУМБИИ	34
Рисунок 15. ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА СЕКТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КОЛУМБИИ.....	38
Рисунок 16. ЕДИНАЯ ФОРМУЛА СТОИМОСТИ УСЛУГ В КОЛУМБИИ.....	41
Рисунок 17. ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ МЕТОДОЛОГИИ ТАРИФОВ НА ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	43
Рисунок 18. ФОРМУЛА ПО РАСЧЕТУ ГОДОВОГО ДОХОДА ОПЕРАТОРА ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	43
Рисунок 19. ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ МЕТОДОЛОГИИ ТАРИФОВ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	46
Рисунок 20. ФОРМУЛА РАСЧЕТА ЕЖЕМЕСЯЧНЫХ ДОХОДОВ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ 2 И 3	46
Рисунок 21. ФОРМУЛА РАСЧЕТА ГОДОВОГО ДОХОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНВЕСТИЦИЙ В АКТИВЫ ОПЕРАТОРОМ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ	46
Рисунок 22. ХРОНОЛОГИЯ ОСНОВНЫХ СОБЫТИЙ	48
Рисунок 23. КРАТКИЙ ОБЗОР ВЕЛИКОБРИТАНИИ.....	51
Рисунок 24. СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ВЕЛИКОБРИТАНИИ	54
Рисунок 25. ПРОЦЕСС НОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ ДЛЯ РПО-Т2.....	56
Рисунок 26. ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ РПО-Т2	56
Рисунок 27. КОМПОНЕНТЫ ДОПУСТИМЫХ ДОХОДОВ.....	58
Рисунок 28. ХРОНОЛОГИЯ КЛЮЧЕВЫХ СОБЫТИЙ В РАЗВИТИИ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ	59

Перечень сокращений

АЭО	Администрирование, эксплуатация и обслуживание
СКПА	Соглашение о купле-продаже актива
ПАС	План альтернативных (тарифных) ставок
ASIC	Администратор системы товарооборота
ВЕТТА	Британские механизмы по торговле энергоснабжением и передаче электроэнергии Великобритании
СБП	Стимулирующее положение Бизнес-плана
БД	Базовые доходы
ТиП	Торговля и промышленность
САС	Консультативный комитет по товарной энергии (<i>Comité Asesor de Comercialización</i>)
СГТР	Совокупный годовой темп роста
МОКА	Модель оценки капитальных активов
СЕGB	Центральное управление по выработке электроэнергии
НДЦ	Национальный диспетчерский центр (<i>Centro Nacional de Despacho</i>)
CNO	Национальный совет по эксплуатации (<i>Consejo Nacional de Operación</i>)
СЗК	Стоимость заемного капитала
ССК	Стоимость собственного капитала
COS	Нормирование с учетом стоимости услуг
КРЭГ	Комиссия по регулированию энергетики и газа (<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>)
ДЭИК	Департамент энергетики и изменения климата
ОРС	Оператор распределительной сети
ООСЗ	Оптимизированная остаточная стоимость замещения
РС	Регулирование спроса
ВЗЭБ	Возмещение затрат на соблюдение экологической безопасности
EDF	Государственное энергоуправление Франции (<i>Électricité de France</i>)
ЕЕР	<i>Энергетическое подразделение по Тихоокеанскому региону (Empresa de Energía del Pacífico)</i>
ЭКЧ	Энергетическая корпорация с правом членства
ЗЭП	Закон об энергетической политике
ЕРМ	<i>Государственное предприятие г. Медельин (Empresas Públicas de Medellín)</i>
МРП	Механизм распределения прибыли
ЭТС	Электротранспортное средство
ВСТ	Возмещение стоимости топлива
FERC	Федеральная комиссия по контролю энергоресурсов
ВВП	Валовой внутренний продукт

GEMA	Уполномоченный орган по контролю рынков газа и электроэнергии Великобритании
GPC	Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company)
ГВт	гигаватт
ГВт/ч	Гигаватт в час
ПВЗ	Промежуточное возмещение затрат
ЧЭК	Частная энергетическая компания
НЭК	Независимая энергетическая компания
ССКИ	Схема стимулирования качества информации
ИПР	Интегрированное планирование ресурсов
ISA	Государственный холдинг « <i>Interconexión Eléctrica S.A.</i> »
НСО	Независимый системный оператор
ИСП	Интегрированные системы передачи электроэнергии
кВ	Киловольт
кВт	Киловатт
кВт/ч	Киловатт в час
ЛАС	Распорядитель и администратор счетов (<i>Liquidador y Administrador de Cuentas</i>)
ЛО	Лицензионное обязательство
МЕАГ	Муниципальное энергоуправление штата Джорджия
ОЭР	Оптовый электроэнергетический рынок (<i>Mercado de Energía Mayorista</i>)
МКМП	Муниципальная комиссия за передачу монопольного права
МГПЭ	Министерство горной промышленности и энергетики (<i>Ministerio de Minas y Energía</i>)
«Муни»	Муниципальная энергетическая компания
МВт	Мегаватт
МВт/ч	Мегаватт в час
NCCR	Возмещение затрат на строительство ядерной энергетической установки
NETA	Новые рыночные механизмы по торговле электроэнергией
НСК	Национальная сетевая компания
NGET	Национальный оператор сети передачи электроэнергии
ОТП	Открытый тариф на передачу электроэнергии
СОМ	Стимулы для обеспечения мощности
ОГВ	Твердые энергетические обязательства (обязательства по обеспечению гарантированной выработки электроэнергии) (<i>obligaciones de energía firme</i>)
OFFER	Управление по регулированию в области выработки и распределения электроэнергии

OFGEM	Управление по рынкам газа и электроэнергии Великобритании
OPC	Энергетическая корпорация Оглторп
PBR	Нормирование на основе показателей результатов деятельности
ДПЭ	Диспетчерский пункт энергокомпании
ИРЦ	Инструмент регулирования цен
ГПЭ	Государственный поставщик электроэнергии
СЗЭ	Соглашение о закупке электроэнергии
КТУ	Комиссия по государственным услугам
PURPA	Закон об организации коммунального хозяйства
CPA	Стоимость регуляторного актива
РЭК	Региональная электроэнергетическая компания
RFP	Запрос на подачу предложений
РПО	Выручка = стимулы + инновации + результат
РПО-Т2	Система РПО для передачи электроэнергии, проект контроля цен 2-го поколения
Обязательства по ВИЭ	ОВИЭ
ROC	Сертификат, подтверждающий обязательство по использованию ВИЭ
ROE	Рентабельность собственного капитала
ЭРЦ	Эффект реальной цены
RPI	Индекс розничных цен
РЭП	Региональная энергопередающая компания
SAIDI	Индекс средней длительности прерываний энергоснабжения
SAIFI	Индекс средней частоты прерываний энергоснабжения
MPC	Местная распределительная система (<i>Sistema de Distribución Local</i>)
SHET	Национальный оператор сети передачи гидро/электроэнергии Шотландии
SIC	Орган по надзору за промышленностью и коммерцией (<i>Superintendencia de Industria y Comercio</i>)
SIN	Национальная объединенная энергосистема (<i>Sistema Interconectado Nacional</i>)
SPTL	Компания по передаче электроэнергии Шотландии
SSE	Компания «Scottish and Southern Energy»
SSEB	Управление по электроэнергетике Шотландии
SSPD	Орган по надзору за государственными муниципальными службами
НСП	Национальная система передачи электроэнергии (<i>Sistema de Transmisión Nacional</i>)
РСП	Региональная система передачи электроэнергии (<i>Sistema de Transmisión Regional</i>)

ВСП	Владелец системы электропередачи
Totex	Совокупные расходы
TVA	Управление ресурсами бассейна Теннесси
ТВт/ч	Тераватт в час
UIME	Информационная группа по энергетике и разработке полезных ископаемых (<i>Unidad de Información Minero Energética</i>)
UIOLI	Принцип «Используй-или потеряешь»
ВК	Великобритания
UPME	Комиссия по планированию в энергетике и разработке полезных ископаемых (<i>Unidad de Planeación Minero-Energética</i>)
Минэнерго США	Министерство энергетики США
СВСК	Средневзвешенная стоимость капитала

1 Введение

В контексте отдельного Инструментария тарифной реформы были рассмотрены тематические исследования на предмет изучения различных подходов к нормированию тарифов, внедренных по всему миру, с упором на три отдельных тематических исследования:

- **Штат Джорджия, Соединенные Штаты (США)**, в котором приводится пример нормирования с учетом стоимости услуг (COS);
- **Колумбия**, которая является примером стандартного тарифообразования на основе результатов деятельности (PBR); и
- **Великобритания**, в котором представлен образец нормирования на основе результатов следующего поколения.

1.1 Обоснование для отбора тематических исследований

Три кейса, представленные в данном отчете о тематических исследованиях, были выбраны на основе целого ряда соображений, которые кратко изложены на Рисунок 1 ниже. Основной целью отбора тематических исследований было включение юрисдикций, которые демонстрируют разнообразные подходы к установлению тарифов (т. е. примеры нормирования с учетом стоимости услуг и нормирование на основе результатов), представленности различных географических регионов и этапов экономического развития с упором на относительно успешные юрисдикции, из опыта которых можно извлечь ключевые уроки. В конечном итоге, каждая из трех выбранных юрисдикций – Джорджия (США), Колумбия и Великобритания – предлагает конкретные идеи для Центральноазиатского региона.

Рисунок 1. Критерии, использованные для отбора тематических исследований



В настоящее время секторы электроэнергетики в большинстве стран-членов Центральноазиатского регионального экономического сотрудничества (ЦАРЭС) характеризуются, преимущественно, государственной собственностью и тарифами, которые не всегда отражают понесенные расходы. Учитывая этот контекст, пример американского штата Джорджия демонстрирует использование системы *нормирования с учетом затрат на услуги (COS)* в качестве первого шага в процессе обеспечения тарифов, отражающих затраты.

Коэффициент COS, подробно описанный в отдельном Инструментарии тарифной реформы, является традиционной формой регулирования коммунальных услуг, когда изменения в тарифах связаны с изменением основной структуры затрат, понесенных коммунальным предприятием в связи с предоставлением услуг по электроснабжению.

Колумбия является примером альтернативного подхода к установлению тарифов по методу COS, когда регулирующие органы отходят от сосредоточения на затратах и вместо этого начинают рассматривать способы стимулирования более эффективной работы коммунальных предприятий через структуру тарифов. Применительно к передаче и распределению электроэнергии в Колумбии используется стандартная *система нормирования на основе результатов деятельности*, и реализуется такая система, в частности, через механизмы ограничения максимальной выручки с тем, чтобы стимулировать регулируемые коммунальные предприятия к повышению эффективности своей деятельности. Великобритания дополнительно углубила методiku PBR, используя *структуру нормирования на основе результатов деятельности следующего поколения* для оценки работы регулируемых коммунальных предприятий и сравнивая результаты оценки с набором ожидаемых результатов.

Три выбранные юрисдикции демонстрируют ряд успехов в секторе электроэнергетики. Штат Джорджия (США) на протяжении многих десятилетий сохранял вертикально интегрированную структуру коммунального хозяйства, обеспечивая надежное и недорогое электроснабжение. Колумбия успешно перешла от государственной модели к динамичному и конкурентному рынку электроэнергии. Великобритания является примером того, как разукрупнение и тарифная реформа может эволюционировать и совершенствоваться на протяжении десятилетий. Великобритания часто упоминается в литературе, где обсуждается передовой опыт регулирования электроэнергетики, особенно в связи с ранними шагами этого государства по реформированию рынка электроэнергии и путем развития через многочисленные рыночные и тарифные системы.

1.2 Сравнение юрисдикций

Обзор трех отобранных юрисдикций представлен на Рисунок 2.

Рисунок 2. Обзор отобранных юрисдикций

Джорджия (США)		Колумбия		Великобритания	
					
Ключевые факты		Ключевые факты		Ключевые факты	
Население (2019 г.)	10,6 млн.	Население (2019 г.)	50,3 млн.	Население (2019 г.)	66,7 млн.
Рост ВВП (СГТР, 2014-19 гг.)	3,3%	Рост ВВП (СГТР, 2014-19 гг.)	2,4%	Рост ВВП (СГТР, 2014-19 гг.)	3,5%
ВВП на душу населения (2019 г.)	51 559 \$	ВВП на душу населения (2019 г.)	6 429 \$	ВВП на душу населения (2019 г.)	42 330 \$
Установленная мощность (2020 г.)	40,2 ГВт	Установленная мощность (2018 г.)	17,7 ГВт	Установленная мощность (2020 г.)	66,6 ГВт
Чистая выработка (2020 г.)	110,96 ТВт	Выработка (2019 г.)	76,83 ТВт	Выработка (2019 г.)	267 ТВт
Пиковая потребность (2019 г.)*	16,6 ГВт	Пиковая потребность (2020 г.)	10,4 ГВт	Пиковая потребность (2019 г.)	48,2 ГВт
Увеличение нагрузки (СГТР, 2014-19 гг.)*	0,5%	Увеличение нагрузки (СГТР, 2014-19 гг.)	2,1%	Увеличение нагрузки (СГТР, 2014-19 гг.)	-1,0%
Распределительные линии (2015)	>180 000 миль	Распределительные линии	500 000 км	Кол-во распределительных компаний:	14
Передающие линии (2015)	>17 500 миль	Передающие линии	14 000 км	Кол-во передающих компаний:	3

Примечание: Учитывая отсутствие некоторых данных, статистика, отмеченная *, относится только к компании «Georgia Power Company», а не ко всему штату.

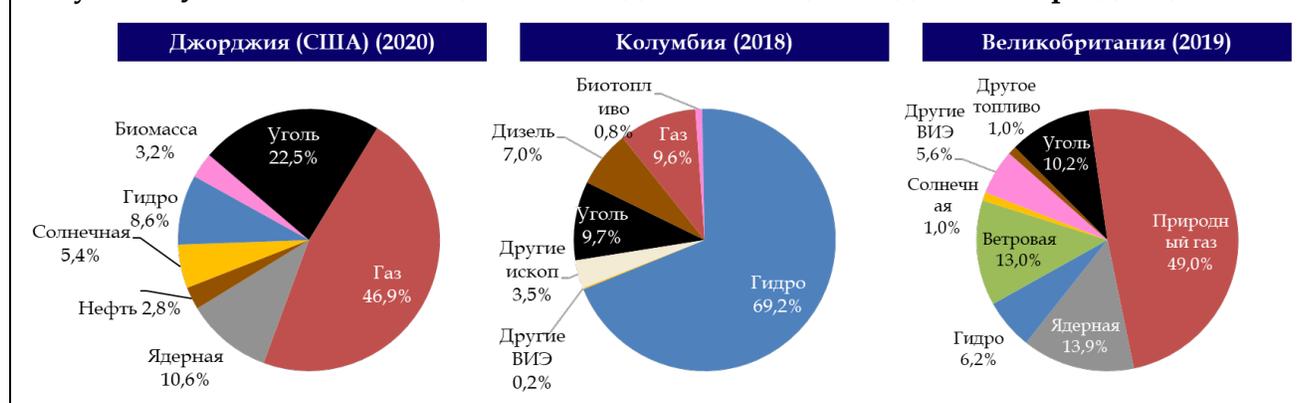
Репрезентативность юрисдикций охватывает диапазон социально-экономических условий (от среднего ВВП на душу населения в 6 429 долларов в Колумбии до 51 559 долларов в Джорджии (США)) и диапазон численности населения (от 10,6 миллионов в Джорджии (США) до 66,7 миллионов в Великобритании). Юрисдикции также сильно разнятся по *размеру и росту своих рынков электроэнергии*: годовая выработка электроэнергии колеблется от 76,83 тераватт-часов (ТВт/ч) в Колумбии до 267 ТВт/ч в Великобритании; электрическая нагрузка в Колумбии растет почти такими же темпами, как и рост ВВП, рост нагрузки в Джорджии (США) замедлился в последние годы,¹ а в Великобритании наблюдается снижение нагрузки в период с 2014 по 2019 гг. В противовес этому, общая установленная мощность и пиковый спрос² каждой системы в определенной степени сопоставимы и образуют «точки общности» между юрисдикциями.

¹ Данные по росту нагрузки в штате Джорджия не были доступны в масштабах штата, и поэтому представлены только для компании «Georgia Power Company».

² Как и в примере выше, данные по пиковому спросу в Джорджии представляют пиковый спрос только для компании «Georgia Power Company».

Структура топливного баланса в каждой из выбранных юрисдикций показана на Рисунок 3. Электроэнергетические системы Джорджии (США) и Великобритании состоят в основном из газовых, ядерных и угольных мощностей, с небольшим присутствием гидроэнергетических мощностей. С другой стороны, в электроэнергетическом секторе Колумбии в значительной степени преобладают гидроэлектростанции, а мощностей, работающих на ископаемом топливе, гораздо меньше. Возобновляемые ресурсы (кроме гидроэнергетики) более распространены в Великобритании (на них приходится 19,6% установленной мощности) и Джорджии (США) (8,6%), в сопоставлении с Колумбией (менее 1%). В Великобритании особенно широко представлена ветроэнергетика (13% установленной мощности), чего нельзя сказать о Джорджии (США) и Колумбии. Почти 70% установленной мощности Колумбии приходится на один вид ресурсов (гидро), в то время как Джорджия (США) и Великобритания более диверсифицированы (ни в одной из юрисдикций один источник топлива не составляет более 50% от общей установленной мощности).

Рисунок 3. Установленная мощность по видам топлива для отдельных юрисдикций



Юрисдикции также характеризуются различными географическими условиями. Климат штата Джорджия (США) - преимущественно, однородный, большая часть территории штата находится на небольшой высоте, и из-за своего расположения Джорджия (США) импортирует порядка 10% своей потребности в электроэнергии из других штатов. Колумбия располагается на побережье, в горах, тропических лесах и равнинах, и осуществляет минимальную торговлю электроэнергией с соседними странами (всего около 2% от общей выработки). Великобритания – островное государство, в котором есть как возвышенные, так и низменные районы.

1.3 Обзор примера нормирования с учетом затрат (COS): Джорджия (США)

В соответствии с §46-2-23 Кодекса штата Джорджия, Комиссия по государственным услугам штата Джорджия (PSC или Комиссия) в США обладает исключительными полномочиями определять справедливые и разумные тарифы, которые должны взиматься всеми регулируемыми организациями, находящимися под ее юрисдикцией. Электроэнергетический сектор штата Джорджия (США) состоит из 41 энергетических корпораций с правом членства (ЭКЧ, также известные как «кооперативы») и 52 муниципальных энергетических компаний («муни»), однако существует только одно вертикально интегрированное предприятие, которое полностью регулируется Комиссией по

государственным услугам, и это частная энергетическая компания «Georgia Power Company» (GPC).

Деятельность GPC регулируется в соответствии с режимом нормирования с учетом стоимости услуг (COS), в соответствии с которым Комиссия по государственным услугам уполномочивает GPC возмещать определенные расходы и устанавливать рентабельность собственного капитала (ROE) за счет тарифов, взимаемых с потребителей. В ходе этого процесса Комиссия по государственным услугам стремится установить тарифы, которые являются справедливыми и разумными, а также обеспечивают GPC достаточный доход для предоставления безопасных, надежных услуг и сохранения финансовой жизнеспособности.

В рамках процесса установления тарифов GPC проводит и подает в Комиссию по государственным услугам исследование с результатами нормирования с учетом затрат на услуги. Целью такого исследования является разделение инвестиций, расходов и выручки GPC по юрисдикциям (розничной и оптовой), а затем по группам или классам ставок в каждой юрисдикции. Это исследование помогает определить требуемый доход GPC и выяснить, насколько соразмерно возмещаются затраты GPC с каждой юрисдикции (розничной и оптовой) и группы потребителей. На основании этого исследования GPC выходит с предложением о внесении изменений в свои тарифы с тем, чтобы справедливо отразить свои затраты. Комиссия по государственным услугам рассматривает запрос GPC по тарифам и принимает окончательное решение.

Комиссия также устанавливает диапазон прибыли (в настоящее время между 9,5% и 12% ROE), который позволяет GPC использовать механизм распределения прибыли (МРП). В соответствии с МРП, любые сверхприбыли, превышающие верхний диапазон ROE, распределяются между потребителями в процентном соотношении, установленном в ходе рассмотрения тарифов. На GPC также распространяется механизм промежуточного возмещения затрат (ПВЗ), который обеспечивает финансовую стабильность предприятия, если прогнозируемые доходы от розничной торговли упадут ниже нижнего предела ROE.

Рисунок 4. Основные выводы из тематического исследования по штату Джорджия



Тематическое исследование по штату Джорджия (США) содержит несколько ключевых моментов для рассмотрения членами ЦАРЭС (как показано на Рисунок 4):

- **разрабатывать структуру нормирования с учетом интересов как коммунального предприятия, так и его потребителей:** использование МРП (механизма распределения прибыли), даже в рамках традиционной системы нормирования COS, позволяет потребителям получать выгоду от сверхдоходов в виде частичного

возмещения, когда доходы GPC превышают заранее установленный уровень. В то же время, механизмы распределения прибыли и промежуточного возмещения затрат снижают необходимость вмешательства регулирующих органов для устранения сверхприбылей и позволяют GPC адаптироваться к прогнозируемому дефициту доходов и поддерживать постоянную ROE. Это позволяет GPC сохранять приемлемый уровень расходов по займам при инвестировании в новые активы. Таким образом, механизмы МРП и ПВЗ поддерживают эффективный баланс между обеспечением финансовой жизнеспособности GPC и поддержанием доступного энергоснабжения для потребителей;

- **учитывать потребности бизнеса при организации процессов регулирования:** Комиссия по государственным услугам должна принять решение по запросам GPC в отношении тарифов в течение 180 дней после подачи заявки GPC, иначе GPC имеет законное право на установление 100%-го запрашиваемого тарифа. Такой срок рассмотрения способствует своевременному разрешению тарифных заявок (тарифного прецедента) и устраняет факторы неопределенности, обусловленные длительными судебными разбирательствами. Более того, с 1996 года GPC придерживается плана альтернативных тарифных ставок (ПАС), который предопределяет повышение тарифов на основе прогнозов роста затрат через план тарифных ставок, который утверждается каждые три года. Следуя заранее установленным тарифам ПАС, GPC имеет возможность своевременно возмещать затраты на услуги. ПАС сокращает отставание регулирования, с которым GPC столкнулась бы при ежегодном рассмотрении тарифов, если бы предприятию пришлось бы каждый год подавать заявку на возмещение затрат и ожидать решения Комиссии по государственным услугам. ПАС также обеспечивает преимущества для потребителей за счет повышения степени предсказуемости ставок;
- **отталкиваться от потребностей клиентов при формировании тарифов:** GPC предлагает широкий диапазон тарифных альтернатив: для бытовых потребителей тарифы разработаны с учетом широкого спектра потребностей, включая тех, кто пользуется электромобилями (ЭТС); экономных потребителей и тех, кто предпочитает предсказуемые, постоянные тарифы. Таким образом, потребители могут выбрать тот вариант тарифа, который лучше всего соответствует их нуждам; и
- **Нет проведению реформе ради реформы:** Джорджия (США) проводила консультации по реструктуризации электроэнергетического сектора в 1990-х годах. Однако Комиссия по госуслугам решила не предпринимать усилий по реструктуризации, в значительной степени из-за местных особенностей, таких как наличие интегрированной системы передачи, а также уровень цен на электроэнергию, которые уже были ниже средних по стране. По сей день в штате существует лишь ограниченная розничная конкуренция, и Комиссия дала понять, что в ближайшее время не планирует рассматривать новые реформы в части регулирования. Структура электроэнергетического сектора штата Джорджия (США), как с точки зрения его рыночной структуры, так и с точки зрения использования системы СОS, доказала свою эффективность в удовлетворении потребностей потребителей, и поэтому сохранялась неизменной на протяжении десятилетий.

1.4 Обзор стандартного нормирования на основе результатов деятельности (PBR) Колумбия

В соответствии с законами 142 и 143 от 1994 года Комиссия по регулированию энергетики и газа (КРЭГ или *Comisión de Regulación de Energía y Gas*) несет ответственность за установление тарифов на предоставление услуг по электроснабжению регулируемым пользователям в Колумбии (т. е. бытовым и мелким коммерческим потребителям, цены для которых устанавливает КРЭГ в административном порядке). При установлении тарифов КРЭГ должна учитывать такие факторы, как: учет затрат, международная конкурентоспособность, экономическая эффективность, качество услуг, надежность предоставления услуг, устойчивость бизнеса и управление внешними эффектами.³ С конечных потребителей Колумбии розничные продавцы взимают установленный решением КРЭГ 119 от 2007 года единый тариф, учитывающий стоимость услуг. Этот единый тариф, учитывающий стоимость услуг, включает в себя совокупность расходов на каждом этапе цепочки создания стоимости электроэнергии (выработка, которая, в основном, осуществляется на конкурентной основе, а также передача, распределение, маркетинг/розничная реализация и другие затраты). Из этих компонентов затрат передача и распределение регулируются в соответствии с разновидностью нормирования на основе результатов деятельности (также известного как нормирование с ограничением максимальной выручки) с 1999 и 2018 годов, соответственно.

В общих чертах, в рамках механизма ограничения максимальной выручки, устанавливается максимальный доход для каждого коммунального предприятия. Этот максимальный доход корректируется на коэффициент инфляции (RPI) за вычетом коэффициента эффективности (X), также известного как механизм RPI-X. Для определения коэффициента X проводится сравнительный анализ. Уровни тарифов меняются на основе методологии регулирующего органа, а не в ответ на изменения в фактических затратах на услуги передающей или распределительной компании. Таким образом, коммунальные предприятия, которым удается достичь повышения производительности или эффективности, получают вознаграждение, в то время как предприятия, которые не могут достичь целевых показателей эффективности, облагаются штрафом. Несмотря на то, что в тарифной методологии для передачи и распределения существуют небольшие различия, этот подход, в целом, является общим для обоих сегментов.

Рисунок 5. Основные выводы из тематического исследования по Колумбии

³ CREG. *Metodología de remuneración de actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019*. Издание от 23 декабря, 2014 г. стр. 402-403.



Тематическое исследование по Колумбии содержит несколько ключевых моментов для рассмотрения членами ЦАРЭС (как показано на Рисунк 5):

- **разрабатывать тарифы таким образом, чтобы они обеспечивали надежные инвестиционные стимулы:** в предыдущих итерациях колумбийской методологии тарифов на распределение все активы энергокомпаний оплачивались как новые, независимо от сроков их эксплуатации. Это не стимулировало коммунальные предприятия к обновлению и замене устаревших активов. В действующей методологии тарифов на распределение при расчете базы регуляторных активов учитывается срок полезного использования активов. Кроме того, согласно методологии ограничения максимальной выручки, доход, связанный с существующими активами (включая вознаграждение за администрирование, эксплуатацию и обслуживание (АЭО)), фиксируется в начале срока действия тарифа на основе исторических эталонных значений (бенчмарков). Поэтому распределительные предприятия должны увеличить свои инвестиции в свои активы с тем, чтобы повысить уровень допустимой доходности. Это изменение в методологии было инициировано для устранения недостатков в уровнях новых инвестиций, на АЭО, качества услуг и потерь в сети;
- **интегрировать стимулы для повышения качества обслуживания в структуру нормирования тарифов:** показатели качества обслуживания, связанные с частотой и продолжительностью перерывов в обслуживании, отслеживаются для каждого распределительного предприятия и сравниваются с целевыми показателями, установленными КРЭГ. Допустимый доход распределительных предприятий может быть увеличен или уменьшен в зависимости от выполнения ими этих показателей. Целевые показатели КРЭГ меняются с течением времени с тем, чтобы стимулировать эффективность и непрерывное улучшение обслуживания;
- **пересматривать тарифы с учетом реального опыта и возможностей регулирующего органа:** последняя методология тарифов на распределение, установленная в соответствии с решением КРЭГ № 015 от 2018 года, была направлена на устранение недостатков, выявленных в рамках предыдущих тарифных режимов в части новых инвестиций, расходов на АЭО, качества услуг и потерь в сети.⁴ В то же время, метод расчета допустимых расходов на АЭО для существующих активов по распределению использует более сложные методы (т.е. моделирование

⁴ Перез, Д. М. и А. Х. Кастро. [702 – Impacto en la remuneración del uso de la infraestructura de transporte de electricidad con la nueva metodología regulatoria en Colombia](#). CIGRE. Май 2019 г.

стохастической границы), чем метод, используемый для активов по передаче (который датируется 2009 годом), что является примером того, как КРЭГ совершенствует свою методологию с течением времени; и

- **изучать мнение заинтересованных сторон при пересмотре тарифов:** тарифы на передачу и распределение электроэнергии действуют в течение пяти лет в соответствии с Законом 142 от 1994 года. Однако эти тарифы могут оставаться в силе и после пятилетнего срока, пока КРЭГ не утвердит пересмотренную методологию. Прежде чем утвердить пересмотренную методологию, КРЭГ должна сначала опубликовать проект Резолюции по новым предлагаемым тарифам, а также запросить и изучить комментарии заинтересованных сторон. Этот процесс может занять много лет; например, последняя методология тарифов на распределение была утверждена в 2018 году, однако, процесс консультаций по этому пересмотру начался в 2013.⁵

1.5 Обзор нормирования на основе результатов деятельности (PBR) следующего поколения: Великобритания

Рынок электроэнергии Великобритании — это зрелый конкурентный рынок, который стал одним из пионеров в проведении реструктуризации электроэнергетического сектора. Секторы передачи и распределения электроэнергии функционировали в соответствии с развивающимися механизмами PBR в течение почти двух десятилетий, и со временем эти механизмы были адаптированы к изменяющимся условиям. Эти меры ценового контроля осуществляются Управлением по рынкам газа и электроэнергии (Ofgem), которое является исполнительным органом и независимым органом по экономическому регулированию рынков газа и электроэнергии в Великобритании. Ofgem отвечает за защиту потребителей посредством развития конкуренции и регулирования деятельности компаний-монополистов. Ofgem получил свои полномочия по регулированию на основании Закона о газе 1986 года, Закона об электроэнергии 1989 года, Закона о конкуренции 1998 года, Закона о коммунальных услугах 2000 года и Закона о деятельности предприятий 2002 года.

С 2013 года (для услуг по передаче электроэнергии) и 2015 года (для услуг по распределению) Ofgem внедряет модифицированную систему PBR для более качественного удовлетворения будущих потребностей в инвестициях и инновациях. Эта система известна как RIIО, которая расшифровывается следующим образом: выручка (R) = стимулы (I) + инновации (I) + результат (O). Она была разработана в ходе многолетнего процесса консультаций с заинтересованными сторонами, который начался в 2008 году.

Упрощенно говоря, в рамках модели RIIО от операторов передачи и распределения электроэнергии ожидают достижения результатов, которые устанавливаются в ходе соответствующих контрольных проверок цен. Категории, по которым отслеживается эффективность, включают в себя: взаимодействие с клиентами, качество обслуживания, эффективную стоимость услуг, эффективное финансирование, управление факторами неопределенности и сокращение выбросов. Некоторые из этих стимулов связаны с процентом допустимого дохода, где допустимый доход основывается на перспективной

⁵ CREG Resolución No. 015 de 2018. 29 января 2018 г.

необходимой валовой выручке (НВВ) каждого регулируемого коммунального предприятия в течение срока действия ценового контроля.

Рисунок 6. Основные выводы из тематического исследования по Великобритании



Тематическое исследование по Великобритании содержит несколько ключевых моментов для рассмотрения членами ЦАРЭС (как показано на Рисунок 6):

- **адаптировать систему нормирования к изменяющимся условиям:** рамки контроля цен на передачу и распределение электроэнергии значительно изменились по сравнению с режимом, который был введен при приватизации. Ofgem регулярно вносит изменения в свои правила RBR после каждого периода регулирования с тем, чтобы адаптироваться к изменениям в окружающей среде или улучшить конкретный механизм, который не сработал так, как ожидалось;
- **предоставлять стимулы для стимулирования эффективности затрат и качественного обслуживания:** Ofgem создал стимулы для владельцев системы электропередачи (ВСП) и операторов распределительной сети (ОРС) с тем, чтобы они могли продолжать внедрять инновации, эффективно предоставлять услуги и обеспечивать надлежащий уровень пропускной способности сети, безопасности, надежности и качества обслуживания. ВСП и ОРС также могут сохранить часть выгоды, если предприятие способно работать с меньшими затратами или превышать целевые уровни, т. е. стандарты результатов деятельности или обслуживания потребителей, при тех же затратах; и
- **заранее четко сформулировать цели реформы электроэнергетики:** Великобритания четко определила свои цели, когда начала реструктуризацию рынка электроэнергии в 1990-х годах. Наличие четкого пути реформы позволяет участникам отрасли подготовиться к изменениям на рынке. Также были внедрены механизмы переходного периода (такие как трехлетние вестинг-контракты) с тем, чтобы предоставить некоторое время для разработки проекта, налаживания работы и стабилизации функционала рынка.

2 Джорджия, США (нормирование с учетом стоимости услуг)

Штат Джорджия, расположенный на юго-востоке США, является восьмым по численности населения штатом США. Электроэнергетический сектор штата Джорджия включает в себя одно предприятие, частную энергетическую компанию Georgia Power Company (GPC), а также 41 энергетическую корпорацию с правом членства (ЭКЧ или «кооперативы» - т. е. предприятия, принадлежащие их членам) и 52 муниципальных энергетических компании («муни» - т. е. системы энергоснабжения, принадлежащие городам или, в одном случае, округу). GPC – единственная из электроэнергетических компаний штата, которая полностью регулируется Комиссией по государственным услугам штата Джорджия (КГУ),⁶ и поэтому тематическое исследование в данном разделе будет в основном посвящено GPC.

GPC работает как вертикально интегрированная коммунальная компания, поставляющая электроэнергию розничным потребителям на своей территории обслуживания в штате Джорджия и оптовым потребителям на юго-востоке США. Данное тематическое исследование охватывает область применения нормирования с учетом стоимости услуг (COS), так как деятельность GPC регулируется в рамках режима COS, в соответствии с которым Комиссия по государственным услугам уполномочивает GPC возмещать определенные расходы и устанавливать рентабельность собственного капитала (ROE) за счет тарифов, взимаемых с потребителей. GPC подает предлагаемые тарифы в Комиссию каждые три года и проходит процесс утверждения регулирующим органом. В ходе этого процесса Комиссия по государственным услугам стремится установить тарифы, которые являются справедливыми и разумными, а также обеспечивают GPC достаточный доход для предоставления безопасных, надежных услуг и сохранения финансовой жизнеспособности.

Несмотря на то, что во многих штатах США в конце 1990-х годов наметилась тенденция к разукрупнению вертикально интегрированных коммунальных предприятий в пользу конкурентных рынков, законодатели и регулирующие органы Джорджии после ряда общественных семинаров и слушаний приняли решение против реструктуризации рынка электроэнергии. Этот пример также демонстрирует, как некоторые существующие характеристики могут привести к тому, что юрисдикция может отдать предпочтение сохранению вертикально интегрированной компании.

2.1 Обзор рынка штата Джорджия (США)

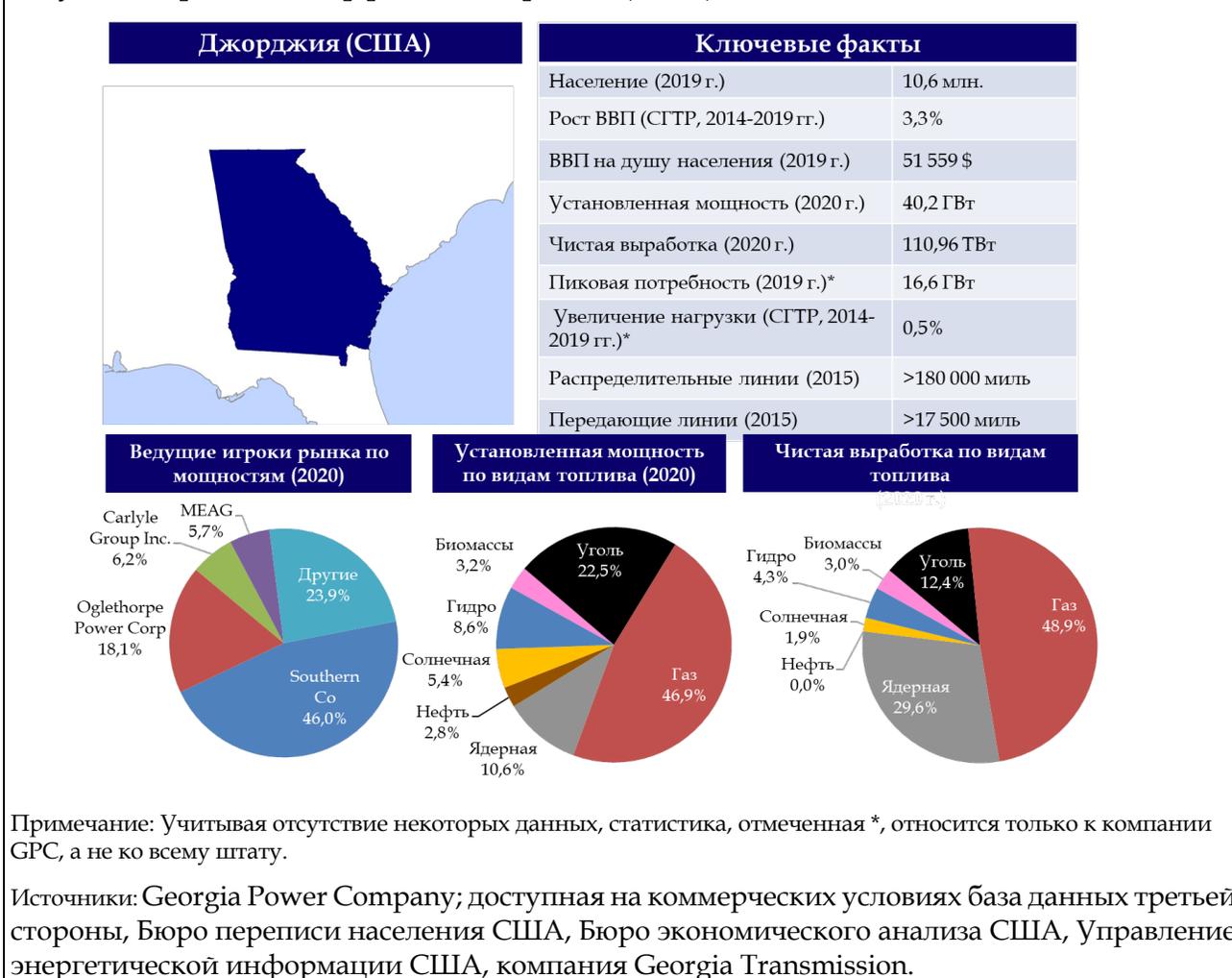
Выработка электроэнергии

По состоянию на 2020 год в Джорджии предусмотрено более 40 гигаватт (ГВт) установленной мощности, а выработка составляет более 110 тераватт-часов (ТВт/ч) электроэнергии в год, как показано на Рисунок 7. В производстве электроэнергии Джорджия полагается, преимущественно, на ископаемые источники, однако ядерная энергия также вносит свой вклад в удовлетворение потребностей штата в электроэнергии. По состоянию на 2020 год на возобновляемые источники энергии (в частности, гидроэнергетика, биомассы и солнечная энергетика) приходится лишь 17% от установленной мощности и 9% от чистой выработки.

⁶ Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Electric](#). По состоянию на 23 апреля 2021 г.

GPC является владельцем практически половины установленной мощности в штате. «Энергетическая корпорация Оглторп», второй по величине участник рынка по установленной мощности, является генерирующим кооперативом, который принадлежит и снабжает 38 энергетических корпораций с правом членства. Джорджия получает примерно 10% потребляемой электроэнергии из ресурсов за пределами штата.⁷

Рисунок 7. Краткий обзор рынка Джорджии (США)



Как уже упоминалось, GPC является частной энергетической компанией, которая полностью регулируется Комиссией по государственным услугам штата Джорджия. GPC является крупнейшим энергоснабжающим предприятием штата и дочерней операционной компанией Southern Company. GPC владеет 18 генерирующими станциями, 19 плотинами гидроэлектростанций и несколькими объектами солнечной энергетики,⁸ которые

⁷ Управление энергетической информации США [Джорджия - профильный анализ](#). 19 ноября 2020 г.

⁸ Энергетика штата Джорджия. [Генерирующие установки](#). По состоянию на 27 апреля 2021 г.

обслуживают порядка 2,6 миллионов потребителей в 155 из 159 округов штата Джорджия.⁹ В 2019 году общая генерирующая мощность GPC составила 14,4 ГВт. GPC, в значительной степени, зависит от генерирующих ресурсов, работающих на ископаемом топливе, на которые приходится более половины ее установленной мощности. В 2019 году структура топливного баланса выглядела следующим образом: приблизительно 50% газа/нефти, 19% угля, 22% ядерной энергии и около 9% ВИЭ.¹⁰ В некоторых случаях GPC является совладельцем генерирующих мощностей вместе с другими генерирующими компаниями. GPC имеет оптовые контракты на мощности и энергию с такими партнерскими генерирующими компаниями и поставщиками, как в штате Джорджия, так и за его пределами. GPC, как правило, публикует запросы на подачу предложений (RFP) на новые генерирующие мощности. В дополнение к традиционным соглашениям о закупке электроэнергии (СЗЭ), GPC также использует соглашения о купле-продаже актива (СКПА), которые предусматривают покупку существующего генерирующего актива, уже находящегося в коммерческой эксплуатации.

Передача электроэнергии

В штате Джорджия действует интегрированная система передачи электроэнергии (ИСП), находящаяся в совместной собственности GPC, предприятия «Georgia Transmission» (организация, созданная в 1996 году после реструктуризации энергетической корпорации Оглторп), муниципального энергоуправления штата Джорджия (MEAG) и города Далтон (Dalton Utilities). GPC владеет приблизительно 12 622 из более чем 17 500 миль линий электропередач в штате Джорджия. Первоначально GPC владела почти всеми линиями электропередачи, однако в январе 1975 года GPC заключила отдельные контракты с каждым из других коммунальных предприятий, продав им доли собственности и предоставив равный доступ к объектам электропередачи, еще до того, как на федеральном уровне был принят открытый тариф на передачу электроэнергии (ОТП). Интегрированная система передачи (ИСП) также соединена с соседними коммунальными предприятиями посредством межсетевое соединения. Распределительные компании-экспортеры, желающие подключиться к ИСП, могут сделать это через любого участника ИСП (а именно: GPC, Georgia Transmission, MEAG или Dalton Utilities).

Распределение

В Джорджии существует три типа энергокомпаний, предоставляющих розничные услуги электроснабжения: Частные энергетические компании, предприятия, собственниками которых являются потребители (ЭКЧ / кооперативы) и муниципальные предприятия (муни). GPC - единственная энергетическая компания, оставшаяся в Джорджии после состоявшегося в 2006 году слияния с «Savannah Electric», еще одной дочерней компанией «Southern Company». «Southern Company Services», также дочерняя компания «Southern Company», управляет Диспетчерским пунктом в Бирмингеме, штат Алабама, который координирует интегрированные операции энергосистемы Southern, включая генерирующие и передающие мощности в штате Джорджия. Комиссия по государственным услугам штата

⁹ Энергетика штата Джорджия. [Факты и цифры 2020 г.](#) 2020 г.

¹⁰ Там же.

Джорджия полностью регулирует GPC, но в части нормирования имеет ограниченный надзор за остальными генерирующими и распределительными компаниями и дистрибьюторами.

В штате действует 41 энергетическая корпорация с правом членства и 52 муниципальных энергетических компаний. Из числа всех корпораций 38 распределяют электроэнергию, поставляемую энергетической корпорацией Оглторп, а остальные три распределяют электроэнергию, получаемую от Управления ресурсами бассейна Теннесси (TVA). Каждая корпорация принадлежит своим потребителям и является саморегулируемой, а тарифы устанавливаются ее Советом директоров. Из 52 муни 49 покупают электроэнергию у MEAG. Остальные три муниципалитета - Далтон, Чикамауга и Хэмптон - не связаны с MEAG (муниципальное энергоуправление штата Джорджия).

Некоторая конкуренция в розничной торговле существует в Джорджии с 1973 года, когда был принят *Закон о территориальной электрической службе штата Джорджия*. Данный закон предоставляет потребителям с производственной или коммерческой нагрузкой 900 кВт и более единовременную возможность выбора поставщика электроэнергии (т. е. на весь срок службы помещения) при подключении новой нагрузки к сети. Он также предоставляет соответствующим потребителям возможность переходить от одного поставщика электроэнергии к другому при условии согласия всех сторон. КГУ занимается регулированием территориальных споров и жалоб потребителей, связанных с их выбором, и утверждает запросы на передачу розничных услуг электроэнергетических компаний. Ключевые события в истории электроэнергетического сектора штата Джорджия представлены на Рисунок 8 ниже.

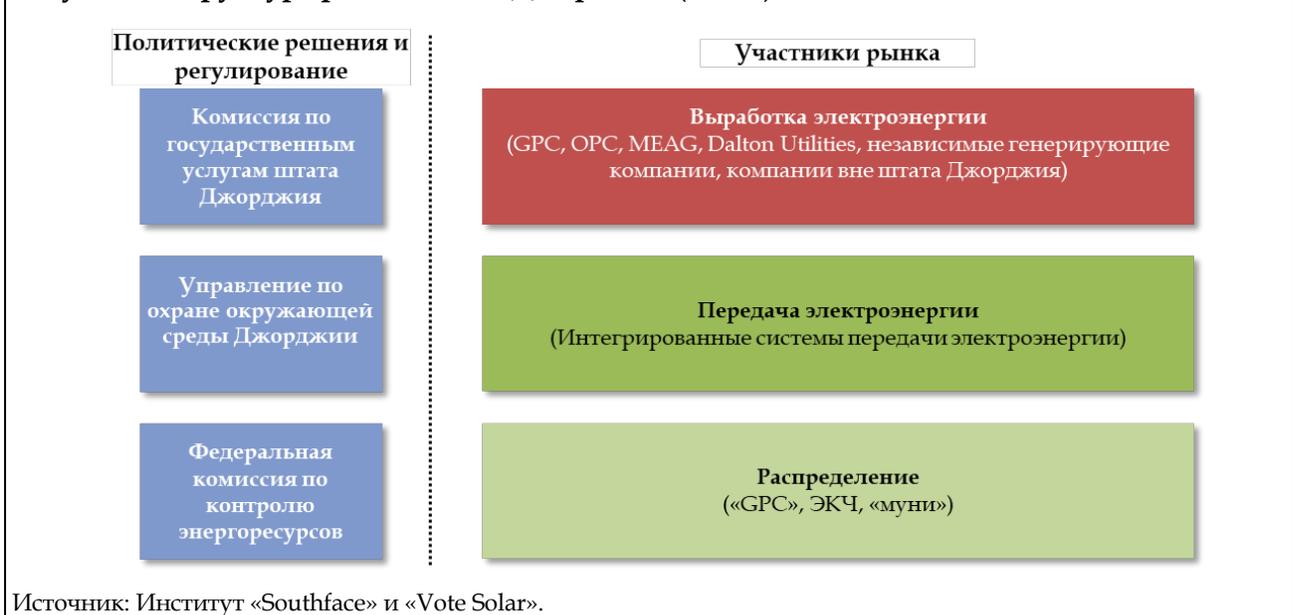
Рисунок 8. Хронология важных событий в электроэнергетическом секторе Джорджии (США)



2.2 Текущая институциональная и правовая структура штата Джорджия (США)

Структуры рынка штата Джорджия отражена на Рисунок 9.

Рисунок 9. Структура рынка штата Джорджия (США)



Будучи единственной в штате Джорджия частной энергетической компанией, GPC полностью регулируется Комиссией по госуслугам. Сюда входит управление рынком, мониторинг и установление тарифов. Федеральная комиссия по контролю энергоресурсов (FERC) отвечает за реализацию и обеспечение соблюдения законов, принятых Конгрессом США. Среди прочих обязанностей FERC регулирует межгосударственные нефте- и газопроводы, межгосударственные линии электропередачи (включая тарифы на передачу), а также контролирует орган, устанавливающий обязательные стандарты надежности для

междоштатной системы передачи.¹¹ Кроме того, генерирующие и распределительные компании в штате Джорджия получают минимальный надзор со стороны КГУ. В данном разделе речь пойдет именно о регулировании GPC (Georgia Power Company).

Регулирование на федеральном уровне

Основным регулятором экономики и политики на федеральном уровне для электроэнергетической отрасли США является FERC, независимый регулирующий орган в составе Министерства энергетики США (Минэнерго США). FERC отвечает за реализацию, администрирование и обеспечение соблюдения большинства положений законов, регулирующих деятельность электроэнергетической отрасли и принятых Конгрессом США. FERC осуществляет надзор за оптовыми тарифами на электроэнергию и стандартами обслуживания, а также за передачей электроэнергии в междоштатной торговле. FERC гарантирует, что оптовые тарифы и тарифы на передачу электроэнергии, взимаемые коммунальными предприятиями, являются справедливыми и разумными, а не необоснованно дискриминационными или преференциальными. FERC также рассматривает соглашения об объединении и координации между коммунальными предприятиями. И наконец, FERC рассматривает тарифы, установленные федеральными управлениями по сбыту электроэнергии, выносит решения относительно статуса оптовой генерирующей компании, освобожденной от ответственности в соответствии с *Законом об энергетической политике* (ЗЭП), и сертифицирует квалифицированные объекты малой энергетики и когенерации.

Регулирование на уровне штата

На уровне штата Джорджия Комиссия по госуслугам отвечает за надзор за электроэнергетическими компаниями, а также за любыми «субъектами, владеющими, арендующими или эксплуатирующими газовые станции или электростанции и предоставляющими услуги населению».¹² В соответствии с *Законом об интегрированном планировании ресурсов* (Закон об ИПР) от 1991 года, Комиссия по госуслугам (КГУ) несет ответственность за рассмотрение и утверждение предлагаемых ресурсов в части предложения и спроса, поданных коммунальными предприятиями. До принятия Закона об ИПР Комиссия по госуслугам не рассматривала управленческие решения коммунальных предприятий, касающиеся потребностей, планирования и строительства дорогостоящих объектов по выработке электроэнергии до тех пор, пока компания не обращалась за утверждением финансирования или не подавала заявку на возмещение этих затрат в рамках разбирательства по тарифному прецеденту после полного или частичного завершения строительства станций.

Комиссия по госуслугам обладает исключительными полномочиями по определению справедливых и разумных тарифов и сборов, которые могут взиматься любым лицом,

¹¹ Гринфилд, Лоуренс Р. «[Обзор Федеральной комиссии по контролю энергоресурсов и федерального регулирования коммунальных услуг](#)». FERC. Июнь 2013 г.

¹² Кодекс штата Джорджия. *Государственные коммунальные предприятия и транспорт*. Общие и административные расходы § 46-2-21.

фирмой или корпорацией, подпадающими под ее юрисдикцию».¹³ Как отмечалось ранее, GPC находится в полной юрисдикции Комиссии по госуслугам в части установления тарифов, однако, КГУ имеет ограниченные полномочия в отношении корпораций или муни, которые должны подавать свои тарифы в КГУ только в информационных целях.

2.3 Формирование тарифов в штате Джорджия (США)

GPC регулируется в соответствии с режимом нормирования с учетом затрат на услуги. GPC имеет право на получение от своих потребителей справедливых и разумных тарифов, которые рассчитываются, помимо прочего, с учетом операционных расходов и затрат GPC, инвестиций в новую инфраструктуру и целевой рентабельности собственного капитала. Подробное описание этой системы, включая процедуру утверждения Комиссией по госуслугам и другие важные элементы, рассматриваются в подразделах ниже.

2.3.1 Процесс нормирования

Чтобы GPC могла повысить или пересмотреть свои тарифы, она должна сначала подать пакет документов по тарифной заявке в Комиссию по госуслугам. Согласно закону, новые предложенные тарифы вступают в силу через 30 дней после подачи заявки. Однако члены Комиссии традиционно выносят постановление о приостановке введения предлагаемых тарифов на пять месяцев для изучения запроса. Через 30-60 дней после подачи заявки GPC должна опубликовать уведомление о слушаниях в общедоступных СМИ в своей зоне обслуживания.

Комиссия назначает две отдельные группы сотрудников для рассмотрения тарифного прецедента: *команду защитников*, которые будут представлять свои собственные аргументы в ходе рассмотрения заявки о тарифах, как правило, выступая против запроса коммунального предприятия; и *команду консультантов*, которые будут оказывать поддержку и отвечать на вопросы, задаваемые членами комиссии в ходе рассмотрения заявки. Команда защитников выдает свою собственную независимую рекомендацию по тарифам не менее чем за 10 дней до даты первого слушания.

Комиссия издает приказ о назначении слушаний и может провести предварительное заседание со всеми заинтересованными сторонами. В процессе рассмотрения дела другие стороны (например, корпорации и экологические группы) могут обратиться в Комиссию по госуслугам с запросом об участии в процессе рассмотрения заявки; если Комиссия одобряет их запросы об участии, эти стороны могут представить свои аргументы. В течение 30 дней после первой публикации уведомления о разбирательстве Комиссия по госуслугам рассматривает запросы об участии в процессе. КГУ удовлетворяет запросы либо на заседании перед слушанием, либо в первый день слушания. Такие участвующие стороны также могут запросить информацию у коммунального предприятия, которую GPC, как правило, обязана предоставить. Следующие этапы процесса вынесения решения, включающие три отдельных слушания, показаны ниже на Рисунок 10.

¹³ Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Отчет специалистов по реструктуризации электроэнергетической отрасли - док. № 7313-У](#). Январь 1998. стр. 21.

Рисунок 10. Сроки вынесения решения по тарифному прецеденту



Примечание: указанные выше сроки проведения слушаний представляют собой временные рамки, в течение которых проводится слушание, а не продолжительность самого слушания. Первые слушания обычно длятся от трех до пяти дней.

Источник: Штат Джорджия (США).

Комиссия по госуслугам рассматривает приведенные аргументы и по закону должна принять решение по предложенным GPC тарифам в течение 180 дней с момента подачи заявки; если она этого не сделает, GPC имеет право на установление 100%-ной величины своего запроса. GPC и/или участвующие компании могут потребовать повторного слушания или обжаловать решение Комиссии по госуслугам в суде.

Вместо того, чтобы подавать ежегодные тарифные заявки, с 1996 года GPC придерживается плана альтернативных (тарифных) ставок (ПАС). ПАС предопределяет повышение тарифов на основе прогнозов роста затрат через тарифный план, выпускаемый каждые три года. Это позволяет распределять прибыль между GPC и ее потребителями, как подробно описано далее в Разделе 2.3.3, и приводит к более предсказуемым тарифам для потребителей, поскольку изменения тарифов определяются заранее на предстоящий трехлетний период. План альтернативных тарифных ставок также позволяет GPC своевременно возмещать затраты на обслуживание без регуляторной задержки, связанной с ежегодным рассмотрением тарифов.¹⁴ GPC не подает заявку об общих тарифах в промежуточный период, если только ее прогнозируемые доходы не упадут ниже установленной нормы рентабельности собственного капитала (ROE); в этом случае GPC может подать ходатайство о применении временного тарифа на промежуточное возмещение затрат. Последняя тарифная заявка была подана в июне 2019 года, а до этого тарифный прецедент имел место в 2013 году.¹⁵

¹⁴ Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company). *Прямые свидетельства Дэвида П. Пороха, Сары П. Адамс и Майкла Б. Робинсона от имени компании Georgia Power Company - док. № 42516.*

¹⁵ Традиционно тарифные заявки рассматриваются не реже одного раза в три года, однако в 2016 году Комиссия по госуслугам штата Джорджия установила, что Приказ об учете 2013 года, принятый Georgia Power Company, будет действовать до 31 декабря 2019 года. Источник: Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. *Приказ о принятии Соглашения о порядке расчетов с внесенными изменениями - Док. № 42516.* Издание от 17 декабря, 2019 г. стр. 3.)

2.3.2 Тарифы «Georgia Power Company» и их формирование

Для установления тарифов, которые компания будет взимать и которые она будет утверждать в Комиссии по госуслугам, GPC проводит исследование стоимости услуг. В течение нескольких десятилетий GPC подавала в КГУ исследования по тарифу с учетом стоимости. Такое исследование используется для разделения инвестиций в электроэнергетику, расходов и выручки GPC по юрисдикциям обслуживания (в частности, розничной и оптовой), а затем по группам или классам ставок в каждой юрисдикции. При этом соблюдается общий принцип причинно-следственной связи затрат, согласно которому потребители, из-за которых GPC понесла определенные затраты, должны возместить GPC эти затраты. В то же время существует множество общих затрат, вытекающих из планирования, проектирования, строительства и эксплуатации энергосистемы GPC, которая обслуживает всех потребителей; эти затраты распределяются между различными классами потребителей на основе различных инструментов распределения расходов. Исследования по методу нормирования с учетом затрат на услуги (COS) являются одним из инструментов, используемых для определения потребности GPC в доходах и определения того, насколько хорошо возмещаются затраты компании с каждой юрисдикции и группы потребителей.¹⁶ На основании исследования COS, GPC оценивает свои текущие варианты ставок и формирование тарифов и предлагает изменения, чтобы сделать свои тарифы более отражающими затраты.

В целом тарифы GPC состоят из трех компонентов:

- *плата за базовые услуги* для возмещения затрат, которые не зависят от спроса или энергопотребления потребителя (включая затраты, связанные с выработкой, передачей и распределением электроэнергии от электростанций до домов и предприятий);¹⁷
- набор *временных начислений*, общих для всех потребителей, которые подробно описаны ниже; и
- *переменная плата* (также называемая «платой за энергию»), измеряемая в киловатт-часах (кВт/ч), для возмещения расходов, связанных с энергопотреблением.

Некоторые коммерческие и промышленные потребители также покрывают *плату за спрос*, измеряемую в киловаттах (кВт), для возмещения расходов, связанных с потреблением.¹⁸

¹⁶ Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company). *Прямые свидетельства Лоренса Дж. Вогта от имени компании Georgia Power Company* - док. № 42516.

¹⁷ В своей последней тарифной заявке GPC скорректировала плату за базовые услуги с тем, чтобы в более полной мере отразить затраты потребителей, рассчитанные в исследовании по методу COS. Расходы потребителей включают затраты на биллинг, учет и помощь потребителям. Приведение платы за базовые услуги в соответствие с результатами исследования по методу COS помогает более эффективно отразить затраты и предоставлять потребителям GPC более достоверные ценовые сигналы. Источник: Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Прямые свидетельства Ларри Т. Легга от имени компании Georgia Power Company* - док. № 42516).

¹⁸ Прим.: бытовые потребители, пользующиеся тарифом «Smart Usage» (рассматриваемом на Рисунок 11), также производят плату за спрос.

Вышеупомянутые начисления, которые оплачивают все потребители GPC, включают в себя тарифы на: Возмещение затрат на соблюдение экологической безопасности («ВЗЭБ»), возмещение затрат на строительство ядерной энергетической установки («NCCR»), регулирование спроса («РС»), муниципальную комиссию за передачу монопольного права («МКМП») и возмещение стоимости топлива («ВСТ»). Возмещение затрат на соблюдение экологической безопасности позволяет возместить затраты на установку и применение обязательных средств и инструментов экологического контроля. Возмещение затрат на строительство ядерной энергетической установки позволяет возместить затраты на финансирование, связанные со строительством двух новых ядерных блоков на станции «Vogtle». Взнос за регулирование спроса позволяет возместить расходы на программы управления спросом. Муниципальная комиссия за передачу монопольного права покрывает затраты, выплачиваемые городам за разрешение GPC вести бизнес в черте города и в полосе отвода. И наконец, возмещение стоимости топлива позволяет возместить затраты, связанные с использованием GPC топлива на своих генерирующих станциях и энергии, приобретаемой на основе экономического распределения нагрузки. Все платежи и сборы представляются в Комиссию по госуслугам для рассмотрения, обратной связи и утверждения до их включения в счета потребителей.

GPC предлагает несколько нетрадиционных вариантов ценообразования для своих потребителей, работающих в коммерческом и промышленных секторах, а также для населения. Для коммерческих и промышленных потребителей существующие варианты тарифов включают тарифы, дифференцированные по времени суток, ценообразование в режиме реального времени, инструменты защиты цен и фиксированный биллинг (тарификация). Тарифные предложения для населения представлены в краткой форме на Рисунок 11.

Рисунок 11. Бытовые тарифы, предлагаемые компанией GPC

Тариф	Описание
Жилой сектор	Базовый тарифный план, доступный для всех бытовых потребителей жилого сектора. С потребителей взимается базовая плата за обслуживание, а также переменная плата за электроэнергию. Тарифы на электроэнергию зависят от объема потребления и времени года (лето или зима).
Ночное время и выходные дни	Потребителям выставляется счет за базовые услуги, а также переменная плата за электроэнергию. Тарифы на электроэнергию различаются по времени суток (т.е. часы пиковой и стандартной нагрузки), также известные как тарифы, дифференцированные по времени суток.
Фиксированные счета	Потребители платят фиксированную сумму в месяц независимо от потребления. Счета содержат базовый тариф за обслуживание и плату за электроэнергию (умноженной на надбавку за риск, не превышающую 10%). Плата за электроэнергию рассчитывается путем изучения исторического потребления за месяц, а полученный годовой счет делится на 12 равных ежемесячных платежей.
Интеллектуальное потребление	Потребителей стимулируют переносить основное потребление электроэнергии на стандартные (непиковые) часы и избегать одновременного использования нескольких электроприборов. Потребители платят за базовое обслуживание, переменную плату за электроэнергию (с разными тарифами для пиковых и стандартных часов) и плату за величину спроса, основанную на максимальной 60-минутной потребности в энергии (в кВт) за расчетный месяц.
Заряжаемый электротранспорт	Тариф построен таким образом, чтобы стимулировать зарядку электромобилей (ЭТС) в ночное время, снижая тарифы на электроэнергию с 23:00 до 7:00 (так называемые «сверхвыгодные» часы). Потребители платят за базовое обслуживание и переменную плату за электроэнергию, тарифы на которую различаются в зависимости от времени суток.
Предоплата	Потребители добавляют деньги на свой счет, откуда происходит списание в зависимости от использования электроэнергии и дней потребления. Потребители платят за базовое обслуживание (\$0,59 в день, включая применимые надбавки) и переменную плату за электроэнергию, тарифы на которую различаются в зависимости от времени года (лето или зима).
Поденная оплата	Потребители платят за год, исходя из фиксированной ежедневной цены. Аналогично варианту с предоплатой потребители добавляют деньги на свой счет, которые списываются за каждый день использования. Аналогично варианту с фиксированным счетом ежедневная цена рассчитывается с учетом исторического потребления. Ежемесячные объемы использования умножаются на тариф за потребление (плата за энергию и применимые надбавки). К этой сумме добавляется плата за базовое обслуживание и надбавка за риск. Месячные суммы складываются в годовую сумму, которая переводится в дневную ставку, исходя из количества дней в периоде действия договора.

Источник: GPC

2.3.3 Другие отличительные элементы режима нормирования

С момента своего создания тарифы GPC определялись на основе метода нормирования с учетом затрат (COS). В этом режиме GPC разрешено возмещать свои капитальные и эксплуатационные затраты за счет потребителей и получать установленную рентабельность собственного капитала. Примечательно, что режим нормирования также включает механизм распределения прибыли (MRP) и допускает промежуточное возмещение затрат (см. Рисунок 12). Смысл MRP в том, что он стимулирует руководство GPC к повышению эффективности и помогает избежать возможности незапланированного вмешательства регулирующих органов в связи со сверхприбылью. В свою очередь, промежуточное возмещение затрат позволяет GPC корректировать прогнозируемый дефицит доходов и поддерживать постоянную рентабельность собственного капитала.

Рисунок 12. Выводы о механизме распределения прибыли и промежуточном возмещении затрат

Элемент структуры	Обоснование	Преимущества	Недостатки
Механизм распределения прибыли и промежуточное возмещение затрат	Обеспечение разумного ROE для GPC и запрет на вмешательство при избыточных и незапланированных прибылях	Стимулирует GPC к обеспечению постоянной ROE и предоставлению точных прогнозов затрат	Возмещение затрат не предусмотрено, если фактическая ROE окажется ниже нижней границы диапазона выручки

В июне 2019 года GPC подала новый запрос на повышение тарифов, запросив увеличение тарифов на 942 миллиона долларов, которые будут распределены на период 2020-2022 годов. После предложенного Соглашения о порядке расчетов между GPC и сторонами по тарифному прецеденту, Комиссия по госуслугам штата Джорджия утвердила повышение тарифов на 909 миллионов долларов за тот же период.¹⁹ После урегулирования этой заявки Комиссия по госуслугам штата Джорджия утвердила рентабельность собственного капитала в размере 10,5%.²⁰ Факторы, приведенные в качестве доводов для повышения тарифов, включают увеличение затрат GPC на соблюдение требований, связанных с закрытием золоотвалов, затраты на ущерб от урагана и капитальные инвестиции в базу розничных тарифов. В соглашении сохраняется механизм распределения прибыли, при этом, диапазон прибыли устанавливается на уровне между 9,5% и 12% от рентабельности собственного капитала. Если фактические доходы розничной сети превысят 12% от ROE, как определено в годовом отчете по надзору,²¹ GPC вернет потребителям 40% от доходов, превышающих этот уровень. Еще 40% сверхприбыли будут направлены в регуляторные активы,²² а оставшиеся 20% останутся в распоряжении GPC.²³

Механизм ПВЗ, впервые утвержденный в рамках тарифной заявки GPC в 2010 году, будет действовать и в текущем году: т. е. если *прогнозируемые* доходы от розничной торговли будут

¹⁹ Баласта, Селен. [Ga. regulators approve Georgia Power rate case settlement](#). Отчет S&P по глобальным рынкам. Издание от 17 декабря, 2019 г.

²⁰ Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. Приказ о принятии Соглашения о порядке расчетов с внесенными изменениями - Док. № 42516. Издание от 17 декабря, 2019 г. стр. 5.

²¹ Информация о доходах, превышающих диапазон прибыльности, установленный Комиссией по госуслугам штата Джорджия, раскрывается в годовом отчете по надзору. В этом отчете GPC также предоставляет данные о своей норме доходности для розничной торговли, включая расчеты, принципы нормирования и рабочие документы.

²² Регуляторный актив — это механизм учета, уникальный для коммунальных предприятий. Они обычно утверждаются комиссиями с тем, чтобы позволить коммунальным предприятиям отложить расходы, связанные с различными вопросами (включая характерные для многих штатов экстремальные погодные условия), для возмещения в будущем. Georgia Power Company (GPC) имеет регуляторные активы, связанные, в частности, с обязательствами по выбытию остаточных активов вследствие процессов по сжиганию угля, выбывшими генерирующими станциями и ущербом от урагана. Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Соглашение о порядке расчетов: тарифный прецедент Georgia Power Company 2019 г. № 42516*. Издание от 11 декабря, 2019 г.

²³ Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company). *Соглашение о порядке расчетов: тарифный прецедент Georgia Power Company 2019 г. Док. № 42516*. Издание от 11 декабря, 2019 г.

ниже 9,5% от нормы рентабельности капитала (нижняя граница диапазона доходов), GPC может подать заявку на промежуточное возмещение затрат, который скорректирует норму прибыльности GPC до уровня 9,5%. Однако GPC не имеет права на возмещение затрат, если фактическая рентабельность собственного капитала окажется ниже нижней границы диапазона доходов.

2.4 Опыт штата Джорджия (США) в дискуссиях по реструктуризации

Хотя GPC никогда не подвергалась реструктуризации в отдельные генерирующие, передающие и распределительные компании, в 1990-х годах национальные тенденции заставили Комиссию по госуслугам начать процедуру оценки жизнеспособности конкурентного рынка электроэнергии в Джорджии. В данном разделе рассматривается контекст этих процессов, ограниченная розничная конкуренция в Джорджии, а также раскрываются причины, почему конкурентная реструктуризация не состоялась.

2.4.1 Реструктуризация сектора электроэнергетики в США в 1990-х годах

Начиная с 1990-х годов, несколько штатов приняли меры, требующие или стимулирующие вертикально интегрированные коммунальные предприятия к разделению на отдельные предприятия по выработке, передаче или распределению электроэнергии. Кроме того, на федеральном уровне поощрялось участие в организациях независимых системных операторов (НСО) или региональных энергопередающих предприятиях (РЭП). Текущий переход отрасли электроснабжения от регулируемой монопольной структуры к конкурентной рыночной среде был инициирован принятием *Закона об организации коммунального хозяйства 1978 года (PURPA)*, Закона об энергетической политике 1992 года и приказов FERC (Федеральная комиссия по контролю энергоресурсов) № 888 и 889 в 1996 году. Приказы FERC 888 и 889 установили правила открытого доступа, тарифы на доступ к передающим мощностям, порядок раскрытия информации о пропускной способности, функциональное разделение передающих мощностей, а также ввели концепцию НСО. Эти приказы легли в основу большей части мероприятий по реструктуризации в Северной Америке в конце 1990-х и начале 2000-х годов.

2.4.2 Ограниченная конкуренция в розничной реализации в Джорджии (США)

В Джорджии ограничена конкуренция в розничной торговле в результате действия Территориального закона от 1973 года. Как упоминалось ранее, Территориальный закон 1973 года запустил процесс, который в конечном итоге определил территории обслуживания для коммунальных предприятий, обслуживающих бытовых и малых коммерческих потребителей, и ввел положения о выборе только для крупных потребителей.

Потребители с подключенной нагрузкой менее 900 кВт должны получать электроэнергию от местного поставщика. Однако потребители с подключенной нагрузкой 900 кВт и более могут выбирать поставщика электроэнергии. Для применения этого положения помещения с большой нагрузкой должны находиться в пределах 300 футов от линий, принадлежащих вторичному поставщику. В тех немногих районах, распределение которых еще не предусмотрено Территориальным актом, любой поставщик может обслуживать объекты, если он выбран потребителем с большой нагрузкой. Согласно Территориальному закону, как

только потребитель выбирает поставщика, выбранный поставщик электроэнергии имеет исключительное право обслуживать этого потребителя в течение всего срока службы объекта.

Территориальный закон был компромиссом, который был достигнут в результате переговоров между электрическими компаниями, ведущими хозяйственную деятельность в штате Джорджия в тот период времени. Уровень нагрузки для конкуренции был установлен на уровне 900 кВт, поскольку он считался достаточно большим, чтобы инвестиции, необходимые для обслуживания этой нагрузки, были экономически оправданными.²⁴

Преимущества нынешней структуры включают надежное электроснабжение, которое предоставляется по разумной цене, по сравнению с другими штатами и страной в целом.²⁵ Однако один из недостатков заключается в том, что ни одна сторона не может продавать электроэнергию, кроме коммунального предприятия – даже частное лицо, владеющее несколькими солнечными панелями. Существует две точки зрения по вопросу Территориального закона. Одни считают, что он хорошо зарекомендовал себя для укрепления стабильности цен, другие полагают, что его следует отменить и дать рынку возможность развиваться более свободно.

Рисунок 13. Выводы об ограниченной конкуренции в розничной реализации

Элемент структуры	Обоснование	Преимущества	Недостатки
Ограниченная конкуренция в розничной реализации	Предоставить возможность выбора поставщика электроэнергии только потребителям с большой нагрузкой	Надежное электроснабжение по стабильным тарифам	Не позволяет мелким розничным потребителям выбирать поставщика электроэнергии

2.4.3 Процессы по реструктуризации рынка электроэнергетики

Начиная с апреля 1997 года, Комиссия по госуслугам провела четыре семинара для изучения вопросов, связанных с реструктуризацией электроэнергетической отрасли в Джорджии. Целью этих семинаров было повышение осведомленности о проблемах, связанных с реструктуризацией электроэнергетической отрасли, и изучение преимуществ и недостатков реструктуризации. В рамках этих семинаров также началось рассмотрение соответствующих нормативных и законодательных шагов, необходимых для успешной реструктуризации. Среди докладчиков на семинаре были представители частных энергетических компаний, муниципалитетов, энергетических корпораций с правом членства, независимых производителей, и

²⁴ Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Отчет специалистов по реструктуризации электроэнергетической отрасли - док. № 7313-И](#). Январь 1998. стр. 25.

²⁵ В 2019 году Джорджия заняла 25-е место (из 50 штатов) по средней цене электроэнергии для конечных потребителей, взятой как совокупность тарифов на электроэнергию для бытовых (31-е место), коммерческих (26-е место) и промышленных (33-е место) потребителей. Средний показатель в США составил 10,54 цента/кВт/ч, в то время как в Джорджии - 9,86 цента/кВт/ч. Источник: Управление энергетической информации (США) [Таблица 2.10. Средняя стоимость электроэнергии для конечных потребителей в разбивке по секторам](#). 21 октября, 2020.)

сбытовых компаний. Также присутствовали защитники прав потребителей, защитники окружающей среды, члены различных правительственных учреждений, включая членов законодательного собрания штата, и представители жилищного, коммерческого и промышленного классов потребителей. Докладчики сосредоточили свое обсуждение на структуре отрасли штата и на том, какие изменения могут потребоваться для создания более эффективной структуры в будущем.

После завершения семинаров сотрудники продолжали собирать данные и информацию из письменных комментариев, документов, отчетов фокус-групп, презентаций и стенограмм. Участники семинаров и фокус-групп достигли общего консенсуса по вопросу реструктуризации: если выработка электроэнергии станет открытой для конкуренции, то услуги по распределению должны остаться регулируемой государством услугой с сохранением ранее существовавших территорий. Однако, с точки зрения директивных органов, система регулирования в Джорджии работала эффективно. В то время тарифы на электроэнергию были в целом на уровне или ниже среднего по стране - тенденция, которая сохраняется и сейчас. В связи с относительно низкой стоимостью электроэнергии в штате, Джорджия решила, что нет острой необходимости в реструктуризации электроэнергетической отрасли. Окончательное решение также было связано с конкретными элементами дизайна, такими как интегрированная система передачи и существующая структура конкуренции, которые были разработаны на основе Территориального закона 1973 года. Исследования, проведенные Комиссией по госуслугам в 1998 году, по сути, ознаменовали завершение мероприятий по реструктуризации в Джорджии. КГУ пишет, что «в отсутствие федеральных мер, электрическая промышленность в Джорджии останется традиционно регулируемой в ее нынешней форме».²⁶

²⁶ Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Electric](#). По состоянию на 28 апреля 2021 г.

3 Колумбия (стандартное нормирование на основе результатов деятельности)

Колумбия является четвертой по величине экономикой в Латинской Америке с валовым внутренним продуктом (ВВП) в размере 395 млрд долларов США по состоянию на 2019 год.²⁷ Как и на большинстве энергетических рынков Латинской Америки, в структуре энергетики Колумбии преобладают гидроэнергетические ресурсы, на долю которых приходится 69% от общей установленной мощности, составляющей почти 18 гигаватт (ГВт). До 1994 года электроэнергетический сектор Колумбии находился в собственности и управлении государства. Однако законодательство 1994 года положило начало переходу к реструктурированному рынку. Этот переход включал функциональное разделение и введение конкуренции в производстве электроэнергии, чему способствовало развитие оптового рынка электроэнергии. В рынок Колумбии вложены значительные частные инвестиции, на нем оперируют многочисленные участники рынка в сегментах выработки, передачи, распределения электроэнергии и розничной реализации.

Регулирующий орган сектора электроэнергетики Колумбии, Комиссия по регулированию энергетики и газа (КРЭГ или *Comisión de Regulación de Energía y Gas*), отвечает за установление тарифов на передачу, распределение и розничную продажу электроэнергии (для регулируемых потребителей). В настоящее время все тарифы на передачу и распределение электроэнергии регулируются в соответствии с разновидностью нормирования, основанной на результатах деятельности, известной как «ограничение максимальной выручки» или «граница доходности». Упрощенно говоря, модель ограничения максимальной выручки устанавливает максимальный уровень доходов для коммунального предприятия. Этот уровень доходов корректируется с учетом инфляции и желаемого повышения эффективности, стимулируя коммунальное предприятие к повышению экономической эффективности. КРЭГ устанавливает и периодически обновляет методику расчета тарифов на передачу и распределение электроэнергии. Данное тематическое исследование включает подробный обзор основных компонентов тарифов PBR на передачу и распределение электроэнергии в Колумбии, сформулированных на основании существующих методологий.

3.1 Обзор рынка Колумбии

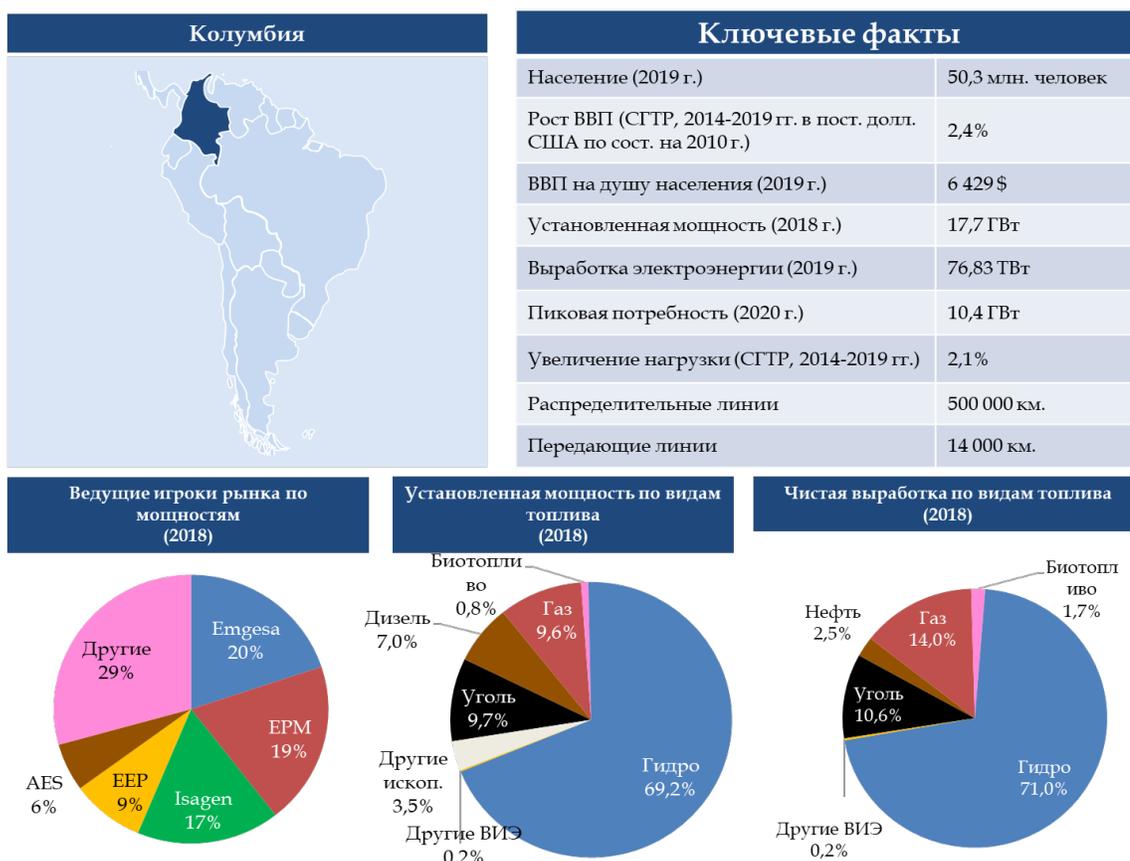
По состоянию на 2018 год Колумбия располагала почти 18 ГВт установленной мощности, и в 2019 году ежегодно вырабатывала почти 77 ТВт-ч электроэнергии, как показано на Рисунок 14. Подавляющая часть установленной мощности и выработки электроэнергии в Колумбии приходится на гидроэлектростанции (69% и 71%, соответственно). При средних и влажных гидрологических условиях спрос на электроэнергию удовлетворяется за счет очень небольшого объема выработки электроэнергии на нефтяном топливе. Однако в засушливые периоды выработка на нефтяном топливе может играть существенную роль. Ископаемые ресурсы, включая природный газ и уголь, представляют собой вторую по величине категорию генерирующих ресурсов. Негидроэнергетические возобновляемые ресурсы

²⁷ Всемирный банк. [ВВП \(в постоянных ценах, долл. США, 2010 г.\) - Колумбия, Бразилия, Мексика, Аргентина, Перу, Чили](#). По состоянию на 30 апреля 2021 г.

составляют лишь небольшой процент мощности и производства (0,2% для обоих видов). Однако Правительство принимает активные меры для стимулирования роста мощностей нетрадиционных возобновляемых источников энергии (т. е. солнечной и ветровой), например, объявляет многочисленные тендеры на долгосрочные контракты. Ожидается, что к концу 2022 года мощность солнечных и ветровых установок достигнет более 2 800 мегаватт (МВт) по сравнению с менее чем 50 МВт в 2018 году.²⁸

В период с 2014 по 2019 год годовой темп роста электрической нагрузки составил 2,4%, что в значительной степени соответствует росту экономического производства.²⁹ Однако в 2020 году и нагрузка, и пиковый спрос снизились примерно на 2% по сравнению с предыдущим годом, что, вероятно, связано с последствиями пандемии COVID-19.

Рисунок 14. Краткий обзор рынка Колумбии



Примечания: источники для выработки и установленной мощности отличаются в своей классификации видов топлива. Поэтому названия категорий в двух приведенных выше диаграммах также отличаются, так как некоторые

²⁸ Minenergía. [Colombia sumará más energía limpia a su matriz energética gracias a nueva subasta de renovables](#). 10 ноября 2020 г.

²⁹ СГТР ВВП в указанный период составляет 2,1%. (Источник: данные Всемирного банка).

более мелкие источники были сгруппированы в «Прочие ископаемые виды топлива». Кроме того, линии электропередач определяются как линии выше или равные 220 киловольт (кВ).

Источники: Всемирный банк, UPME, EIA, XM, КРЭГ.

Колумбия также имеет партнерские связи с Эквадором и Венесуэлой. В 2020 году Колумбия импортировала около 1 302 гигаватт-часов (ГВт/ч) и экспортировала почти 251 ГВт/ч электроэнергии,³⁰ по сравнению с более чем 70 000 ГВт/ч внутреннего спроса.³¹ Исторически сложилось так, что подавляющее большинство таких сделок происходило между Колумбией и Эквадором.³²

Энергетический рынок Колумбии имеет большое количество участников: по состоянию на апрель 2021 года было зарегистрировано 92 генерирующих компании, 15 передающих, 40 распределительных и 127 ритейлеров/сбытовых компаний.^{33,34} Два крупнейших участника рынка по установленной мощности - частная компания Emgesa, а также Empresas Públicas de Medellín, которая принадлежит муниципалитету г. Медельин, Колумбия.

Колумбия начала реструктуризацию своего энергетического рынка после засухи 1991 года, вызванной Эль-Ниньо, которая привела к экстремальному дефициту энергоснабжения и отключениям электроэнергии. В декабре 1992 года правительство страны провело реструктуризацию Министерства горной промышленности и энергетики, распустив Национальную комиссию по энергетике (регулирующий орган) и создав три специальные административные единицы: Комиссию по регулированию энергетики и газа (КРЭГ), Информационную группу по энергетике и разработке полезных ископаемых (UIME или *Unidad de Información Minero Energética*) и Комиссию по планированию в энергетике и разработке полезных ископаемых (UPME или *Unidad de Planeación Minero-Energética*).³⁵ После этого в 1994 году были приняты: Закон о коммунальных услугах и Закон об электроэнергетике, которые установили нынешние институциональные механизмы регулирования коммунальных услуг, включая сектор электроэнергетики.³⁶ Структуры рынка Колумбии отражена ниже:

- **Пул электроэнергии:** с 1995 года краткосрочный рынок в Колумбии является «одноузловым», основанным на заявках, представленным пулом электроэнергии на

³⁰ UPME. [Indicadores Intercambios](#). По состоянию на 3 мая 2021 г.

³¹ XM. [23. Demanda de electricidad – Demanda de energía nacional](#). По состоянию на 30 апреля 2021 г.

³² UPME. [Boletín estadístico de minas y energía 2016-2018](#). Ноябрь 2018 г., стр 84

³³ XM – PARATEC. [Número de agentes por actividad](#). По состоянию на 30 апреля 2021 г.

³⁴ Испанское слово *comercializadores* можно перевести как розничные продавцы (ритейлеры) или сбытовые компании. Для единообразия в данном исследовании мы будем использовать слово розничная реализация (ритейлинг).

³⁵ В 1997 году UIME была преобразована в UPME.

³⁶ Ley 142 de 1994 and Ley 143 de 1994.

сутки вперед. Все электростанции с установленной мощностью более 20 МВт должны в обязательном порядке быть представлены в пуле электроэнергии;³⁷

- **Контракты:** розничные продавцы заключают контракты на энергоснабжение от генерирующих компаний для обслуживания регулируемого спроса (т. е. спроса, преимущественно, со стороны жилых объектов и малых предприятий, тарифы которых регулируются). Нерегулируемые потребители могут напрямую договариваться с поставщиками, и им не нужно обслуживаться у розничного продавца.³⁸ Пул используется для урегулирования дисбаланса между договорными объемами и фактическим спросом;³⁹
- **Управление:** рынок регулируется независимой регулирующей комиссией (КРЭГ). Министерство горной промышленности и энергетики (ММЕ или *Ministerio de Minas y Energía*) формирует энергетическую политику Колумбии; функции НСО выполняет государственная компания *Interconexión Eléctrica SA* (ISA) через свою дочернюю компанию «ХМ»;
- **Обеспечение конкуренции:** надзор за конкуренцией и эффективностью работы на рынке осуществляют три отдельные организации. В отличие от структуры других рынков с преобладанием гидроэнергетики, структура рынка электроэнергии в Колумбии не сосредоточена вокруг вопросов конкуренции. Например, существует небольшое количество ограничений на заявки тепловых и гидроэлектростанций, и разрешена вертикальная интеграция;⁴⁰
- **Обеспечение снабжения:** Колумбия полагается на твердые платежи за энергию, что позволяет стимулировать наличие ресурсов в периоды дефицита, тем самым поддерживая надежное энергоснабжение для удовлетворения спроса.

3.2 Текущая институциональная и правовая структура Колумбии

Основные институты, управляющие энергетическим сектором в Колумбии, включают (см. Рисунок 15):

- **Министерство горной промышленности и энергетики (ММЕ)** - энергетическая политика: министерство горной промышленности и энергетики является высшим

³⁷ Все электростанции с установленной мощностью более 20 МВт должны участвовать в пуле электроэнергии. Электростанции меньше указанной мощности не имеют централизованного диспетчерского управления. (Источник: Рудник, Хью и Константин Веласкес. [Изучая опыт электроэнергетических рынков развивающихся государств: Опыт Колумбии](#). Рабочий документ №8771 группы Всемирного банка по исследованию политики. Март 2019 г., стр 13)

³⁸ Там же, стр. 16.

³⁹ Там же.

⁴⁰ Коммунальным предприятиям, зарегистрированным до 1994 года, разрешено заниматься более чем одним компонентом цепочки создания стоимости электроэнергии, но только по отдельным счетам для каждого вида деятельности. Коммунальные компании, зарегистрированные после принятия законов 142 и 143 от 1994 года, могут одновременно заниматься только взаимодополняющими видами деятельности (например, производством и розничной реализацией). Сапата Луго, Хосе В и Даниэль Фахардо Вильяда. [Обзор регулирования энергетики и рынков: Колумбия](#). Обзор законов. 5 августа 2020 г.)

органом власти в энергетическом секторе и отвечает за формулирование национальной энергетической политики;

- **Комиссия по регулированию энергетики и газа (КРЭГ)** – регулирующий орган: комиссия по регулированию энергетики и газа является регулирующим органом для секторов электроэнергетики, природного газа, сжиженного нефтяного газа и жидких горючих веществ. Ее основная задача - обеспечить предоставление услуг как можно большему числу людей, по минимально возможной цене для потребителей и с адекватным вознаграждением для компаний, позволяющим обеспечить качество, охват и расширение мощностей;⁴¹
- **Орган по надзору за государственными муниципальными службами (SSPD)** - надзор: Орган по надзору за государственными муниципальными службами или *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*) отвечает за надзор за соблюдением правил КРЭГ;
- **Консультативный комитет по товарной энергии (САС) - мониторинг рынка:** консультативный комитет по товарной энергии (или *Comité Asesor de Comercialización*) был создан КРЭГ для оказания помощи в мониторинге и анализе коммерческих аспектов оптового рынка энергии;
- **Комиссия по планированию в энергетике и разработке полезных ископаемых (UPME)** - планирование: Комиссия по планированию в энергетике и разработке полезных ископаемых (или *Unidad de Planeación Minero-Energética*) – это специальное административное подразделение при министерстве горной промышленности и энергетики, отвечающее за планирование горнодобывающего и энергетического секторов. Ее основными задачами являются планирование развития и использования горнодобывающих и энергетических ресурсов, предоставление необходимой информации для формулирования политики и принятия решений, а также поддержка министерства в достижении его целей и задач;⁴²
- **Антимонопольный орган (SIC):** Орган по надзору за промышленностью и коммерцией (или *Superintendencia de Industria y Comercio*) занимается расследованиями, корректировкой и определяет санкции в отношении ограничительных коммерческих конкурентных практик, а также контролирует слияния компаний, работающих в одной и той же производственной деятельности с тем, чтобы предотвратить концентрацию или монополизацию определенных отраслей;
- **Национальный совет по эксплуатации (CNO или Consejo Nacional de Operación)** является консультативным органом, ответственным за установление технических стандартов для содействия эффективной интеграции и эксплуатации Национальной объединенной энергосистемы (SIN или *Sistema Interconectado Nacional*); и
- **«ХМ» – оператор рынка:** «ХМ» - системный оператор. Эта компания, дочернее предприятие «ISA», которое отвечает за эксплуатацию национальной объединенной

⁴¹ CREG. [Objetivo](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁴² UPME. [Quiénes Somos](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

энергосистемы и управление колумбийским оптовым рынком электроэнергии. XM разделена на несколько агентств, включают ASIC и НДЦ:

- *Администратор системы товарооборота (ASIC или Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales)* отвечает за регистрацию контрактов, расчеты и выставление счетов по всем сделкам, происходящим на оптовом рынке энергии; и
- Национальный диспетчерский центр (НДЦ или *Centro Nacional de Despacho*) является ведомством, ответственным за планирование, надзор и контроль интегрированной работы, которая включает в себя выработку, межсетевое соединение и передачу ресурсов национальной объединенной энергосистемы.

Рисунок 15. Институциональная структура сектора электроэнергетики Колумбии



Выработка электроэнергии

В 2018 году пятью крупнейшими игроками в Колумбии с точки зрения генерирующих мощностей были Emgesa, Empresas Públicas de Medellín (EPM), Isagen, Empresa de Energía del Pacífico (EEP) и AES Chivor & CIA. В совокупности эти предприятия представляли 71% от общей установленной мощности в стране, как показано на Рисунок 14. По состоянию на апрель 2021 года в Колумбии было зарегистрировано 92 генерирующих компании в составе

национальной объединенной энергосети (SIN),⁴³ куда входят государственные и частные участники. На рынке доминирует несколько крупных электростанций (почти 60% от общего объема выработки в 2020 году произведено на 15 электростанциях).⁴⁴

Передача электроэнергии

Национальная объединенная энергосеть охватывает 96% населения и 48% территории страны, простираясь с северо-востока на юго-восток.⁴⁵ Сеть разделена на Национальную систему передачи (STN или Sistema de Transmisión Nacional) для напряжения выше 220 кВ и Региональную систему передачи (STR или Sistema de Transmisión Regional) для напряжения ниже 220 кВ. 71% акций STN принадлежит государственной компании^{46,47} ISA. Следующими крупнейшими владельцами систем электропередачи в Колумбии являются Grupo Energía Bogotá и Transelca с 10% долей рынка у каждого.⁴⁸ Свободный доступ к национальной системе передачи гарантирован при условии соблюдения требований рынка.

Распределение и розничная реализация

По состоянию на апрель 2021 года в Колумбии действовало 40 распределительных компаний, представленных частными, государственными компаниями и компаниями со смешанной формой собственности. Распределительным компаниям не разрешается иметь долю рынка (прямо или косвенно) более 25% от общей нагрузки Колумбии (включая экспорт). Уровень электрификации в Колумбии составляет более 99%.⁴⁹ В 2020 году на бытовых потребителей приходилось 42% от общей нагрузки, за ними следуют коммерческие (25%) и промышленные (21%) потребители.⁵⁰

Розничные продавцы – это активные участники рынка, имеющие лицензию на продажу энергии как регулируемым, так и нерегулируемым потребителям, а также на брокерскую деятельность. Разница между регулируемыми и нерегулируемыми потребителями основана на объеме спроса на энергию:

- нерегулируемые потребители должны иметь среднемесячный спрос свыше 55 мегаватт-часов (МВт/ч) на протяжении 6 последовательных месяцев или среднемесячный пиковый спрос свыше 100 киловатт (кВт) в течение аналогичного

⁴³ XM – PARATEC. [Número de agentes por actividad](#). По состоянию на 30 апреля 2021 г.

⁴⁴ XM. [24. Oferta y generación – Generación por recurso](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁴⁵ MaRS. [Отчет о рыночной информации: Колумбия](#). Апрель 2017 г., стр 2

⁴⁶ XM. [Redes sistema interconectado nacional](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁴⁷ В контексте нормирования тарифов региональная система передачи отнесена к распределительной системе.

⁴⁸ XM – PARATEC. [Líneas de transmisión por agentes operadores](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁴⁹ Всемирный банк. [Доступ к электричеству \(% населения\) – Колумбия](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁵⁰ Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios.

периода. Нерегулируемые потребители имеют право свободно взаимодействовать с поставщиками и розничными торговцами;⁵¹

- *регулируемые* потребители – это те, кто не соответствует описанным выше пороговым значениям. На долю регулируемых потребителей приходится почти 70% общего спроса на энергию⁵², и их цены устанавливаются КРЭГ в административном порядке.

3.2.1 Регулирование и определение политики

В энергетическом секторе Колумбии политику определяет Министерство горной промышленности и энергетики. При создании в 1940 году министерство называлось Министерством горной промышленности и нефти; а затем перешло к своему нынешнему названию в 1974 году. Закон 2 от 1973 года наделил исполнительную власть (в лице министерства горной промышленности и энергетики) необходимыми полномочиями, чтобы позволило ему выступать в качестве органа, ответственного за оптимальное развитие ресурсов энергоснабжения Колумбии.⁵³ Министерство горной промышленности и энергетики отвечает за регулирование выработки, межсетевое соединение, передачу и распределение электроэнергии и отвечает за программы по передаче и выработке электроэнергии.⁵⁴ URME (Комиссия по планированию в энергетике и разработке полезных ископаемых) оказывает поддержку министерству в достижении его целей.

Регулирующим органом коммунального хозяйства в Колумбии является КРЭГ. Эта Комиссия регулирует электроэнергию, горючий газ и жидкое топливо.⁵⁵ В соответствии с законами 142 и 143 от 1994 год основной функцией КРЭГ является развитие конкуренции между организациями, предоставляющими государственные услуги, и регулирование монополий в сфере государственных услуг, где конкуренция невозможна.⁵⁶ Кроме того, КРЭГ устанавливает тарифы и плату за межсетевое соединение, а также плату за передачу и распределение электроэнергии, определяет нерегулируемых и регулируемых потребителей на рынке электроэнергии, устанавливает правила для национальной системы передачи, а также издает технические правила, касающиеся безопасности, надежности и качества электроэнергии.⁵⁷

⁵¹ Рудник, Хью и Константин Веласкес. [Изучая опыт электроэнергетического рынка развивающихся государств: Опыт Колумбии](#). Рабочий документ №8771 группы Всемирного банка по исследованию политики. Март 2019 г., стр 16)

⁵² ХМ. [23. Demanda de electricidad – Demanda de energía nacional](#). По состоянию на 4 мая 2021 г.

⁵³ Minenergía. [Historia](#). По состоянию на 5 мая 2021 г.

⁵⁴ Сапата Луго, Хосе В и Даниэль Фахардо Вильяда. [Обзор регулирования энергетики и рынков: Колумбия](#). Обзор законов. Август 2020 г.)

⁵⁵ CREG. [Misión y Visión](#). По состоянию на 5 мая 2021 г.

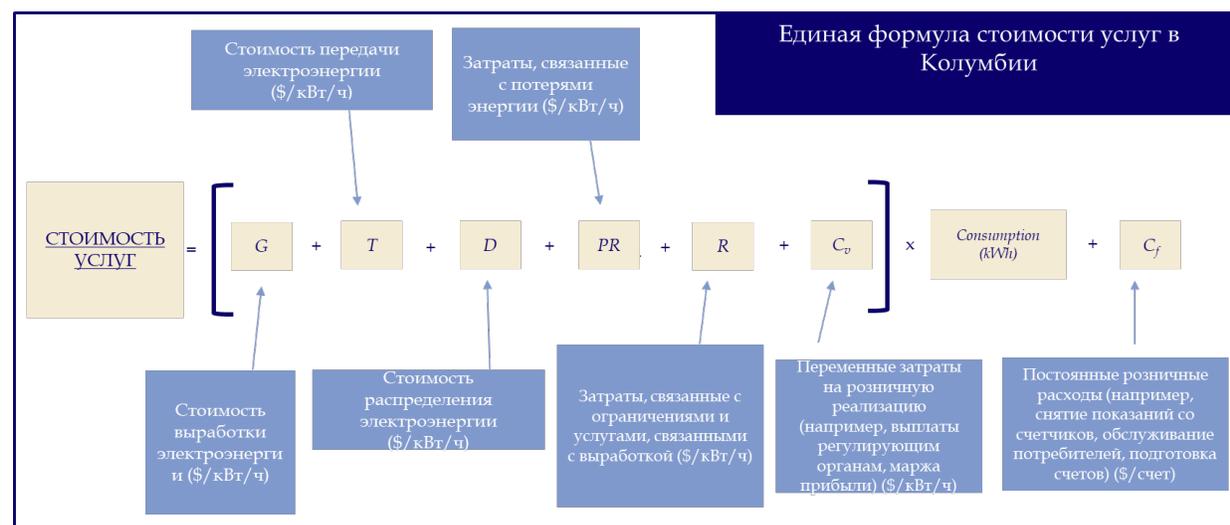
⁵⁶ CREG. [Funciones](#). По состоянию на 5 мая 2021 г.

⁵⁷ Сапата Луго, Хосе В и Даниэль Фахардо Вильяда. [Обзор регулирования энергетики и рынков: Колумбия](#). Обзор законов. Август 2020 г.)

3.2.2 Регуляторный надзор за тарифами

В соответствии с законами 142 и 143 от 1994 года, КРЭГ отвечает за установление тарифов на предоставление услуг электроснабжения регулируемым потребителям в Колумбии. С конечных потребителей Колумбии розничные продавцы взимают установленный решением КРЭГ 119 от 2007 года единый тариф, учитывающий стоимость услуг. Этот единый тариф, учитывающий стоимость услуг, включает в себя совокупность расходов на каждом этапе цепочки создания стоимости электроэнергии (выработка, которая, в основном, осуществляется на конкурентной основе, а также передача, распределение, маркетинг/розничная реализация и другие затраты).⁵⁸ Обобщенная формулировка формулы показана ниже на Рисунок 16.

Рисунок 16. Единая формула стоимости услуг в Колумбии



Источник: КРЭГ

Из поставщиков услуг, охватываемых вышеуказанными компонентами тарифов, предприятия по передаче и распределению электроэнергии в настоящее время регулируются в соответствии с формой тарификации, основанной на результатах деятельности, известной как «ограничение максимальной выручки». В общих чертах, в рамках механизма ограничения максимальной выручки, устанавливается максимальный доход для каждого коммунального предприятия. Этот максимальный доход корректируется на коэффициент инфляции (RPI) за вычетом коэффициента эффективности (X); также известного как механизм RPI-X. Для определения коэффициента X проводится сравнительный анализ. Уровни тарифов меняются на основе методологии регулирующего органа, а не в ответ на изменения в фактических затратах на услуги услуг передающей или распределительной компании. Таким образом коммунальные предприятия, которым удается достичь повышения производительности или эффективности, получают

⁵⁸ CREG. [Estructura Tarifaria – Energía Eléctrica](#).

вознаграждение, в то время как предприятия, которые не могут достичь целевых показателей эффективности, облагаются штрафом.⁵⁹

Тарифы на передачу и распределение электроэнергии действуют в течение пяти лет в соответствии с Законом 142 от 1994 года. Однако эти тарифы могут оставаться в силе и после пятилетнего срока, пока КРЭГ не утвердит пересмотренную методологию. Прежде чем утвердить пересмотренную методологию, КРЭГ должна сначала опубликовать проект Резолюции по новым предлагаемым тарифам, а также запросить и изучить комментарии заинтересованных сторон.⁶⁰ Более подробная информация о нормировании в сегментах передачи и распределения электроэнергии представлена ниже.

3.2.3 Нормирование тарифов на передачу электроэнергии

Тарифы на передачу электроэнергии (т.е. тарифы за использование линий электропередач 220 кВ и выше) в настоящее время регулируются решением КРЭГ 011 от 2009 года.⁶¹ Начиная с решения КРЭГ 004 от 1999 года, тарифы на передачу определяются по методологии ограничения максимальной выручки, где предельный доход устанавливается как сумма годовой стоимости активов, стоимости администрирования, эксплуатации и обслуживания (АЭО), стоимости земли и услуг, за вычетом прочих доходов. Основные компоненты тарифной методологии приведены ниже на Рисунок 17, а формула расчета годового дохода оператора сетей электропередачи показана на Рисунок 18.

⁵⁹ CREG. [Metodología de remuneración de actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019](#). Издание от 23 декабря, 2014 г. стр. 405.)

⁶⁰ См. пример: CREG Resolución No. 015 de 2018 and CREG Resolución 11 de 2009.

⁶¹ КРЭГ уже выпустила две предложенные резолюции по изменению формул тарифов на передачу электроэнергии (одна в 2014 году, другая в 2016 году), однако с 2009 года официальные резолюции, обновляющие формулы, не выпускались.

Рисунок 17. Основные компоненты методологии тарифов на передачу электроэнергии

Компонент	Решение КРЭГ 011 от 2009 г.
Метод нормирования на основе результатов (PBR)	Ограничение максимальной выручки
Оценка активов	Новая стоимость замещения; обеспечивает возмещение по всем активам, как если бы они были новые
Расходы на администрирование, эксплуатацию и обслуживание (АЭО)	Включенные затраты - это затраты, признанные и понесенные передающей компанией
Стоимость инвестиций	Новая величина, которая рассчитывается каждые 5 лет
Неэлектрические активы	5% годовой эквивалентной стоимости электроэнергетических активов добавляется к собственным средствам для отражения годовой эквивалентной стоимости неэлектрических активов
Стимулы для повышения качества услуг	Рассчитывается на основе исторических показателей передающих компаний. Устанавливается максимальное количество часов недоступности услуг. Если передающая компания превышает это число, она должна выплатить компенсацию потребителям (отражается в счете конечного потребителя).

Источник: Андраде-Бекерра, Андрес и др.

Рисунок 18. Формула по расчету годового дохода оператора сети электропередачи

$$IAT = CAEA (1 + \% ANE) + VAOM + CAET + CAES - OI$$

где IAT = годовой доход оператора; CAEA = годовая эквивалентная стоимость электрических активов передающего предприятия, оцененная по остаточной стоимости; %ANE = процентный множитель для неэлектрических активов; VAOM = расходы на администрирование, эксплуатацию и обслуживание (АЭО); CAET = годовая эквивалентная стоимость земель передающих компаний; CAES = годовая эквивалентная стоимость сервитутов; и OI = другие доходы, полученные от платы за использование активов передающих компаний в дежурности, не связанной с передачей.

Источник: Андраде-Бекерра, Андрес и др.

Для установления тарифа каждому виду активов электропередачи сначала присваивается единая стоимость, включающая затраты на ввод актива в эксплуатацию и срок службы (от 10 до 40 лет, в зависимости от оборудования). Затем КРЭГ утверждает инвентаризацию активов каждого оператора передачи, который будет получать вознаграждение, с учетом того, являются ли какие-либо активы общими с другими операторами или получены от государства.⁶²

Аннуитет рассчитывается для каждого актива с использованием его единой стоимости и срока полезной службы, а также средневзвешенной стоимости капитала (СВСК).⁶³ Сложение аннуитетов для всех активов оператора передачи дает цифру ежегодных затрат, которые

⁶² Трилос Гонсалес, Карлос Игнасио. [Una descripción de los cargos regulados en las tarifas de energía eléctrica vigentes en Colombia en 2012](#). Universidad EAFIT, Escuela de Administración, Maestría en Administración MBA, Trabajo de Grado. p. 28.

⁶³ В соответствии с решением КРЭГ 083 от 2008 года, СВСК составляет 11,5% в год до уплаты налогов. (Источник: Там же.

оператор должен возместить. Затем эта годовая стоимость увеличивается на 5%, исходя из оценки КРЭГ в отношении дополнительных инвестиций в несетевые активы, которые должен сделать оператор (например, в здания и транспортные средства).⁶⁴

Годовые затраты на АЭО добавляются к годовой стоимости активов, наряду с 5,69% стоимости земельных участков, занимаемых подстанциями, и, при необходимости, затрат на сервитут. Из этой общей стоимости вычитается 33% любых доходов, полученных передающим оператором в результате использования регулируемых активов для деятельности, не связанной с передачей.⁶⁵

Для стимулирования обслуживания устанавливается максимальное количество часов в год, в течение которых оборудование может находиться в нерабочем состоянии. Если это количество часов превышено, требуемая компенсация потребителям вычитается из максимального дохода, допустимого для оператора передачи.⁶⁶

Стимулы для повышения эффективности заложены в формулу тарифа на Рисунок 18. Компонент тарифа, компенсирующий расходы на АЭО (расходы на администрирование, эксплуатацию и обслуживание, как показано на Рисунок 18), рассчитывается с использованием исторических затрат коммунального предприятия на администрирование. Эксплуатацию и содержание, верхнего и нижнего предела ежегодного увеличения затрат, а также базы регуляторных активов коммунального предприятия. Вознаграждаемые расходы на АЭО выражаются в процентах от стоимости замены основных фондов коммунального предприятия.⁶⁷ Чтобы иметь право на вознаграждение, процент ежегодных возмещаемых расходов на АЭО не должен превышать 0,4% роста относительно базового процента, а также не должен быть менее 1% от остаточной стоимости электроэнергетических активов коммунального предприятия. Базовый процент равен средней величине затрат на АЭО с 2001 по 2008 год для каждого коммунального предприятия, разделенной на остаточную стоимость активов коммунального предприятия за 2008 год. Существует также механизм обновления значений, когда прогнозируемые и фактические расходы на АЭО отличаются.⁶⁸ КРЭГ может стимулировать постоянную эффективность операций по передаче электроэнергии, используя процентное соотношение для представления расходов на АЭО (а не абсолютные значения) и измеряя их изменение по сравнению с бенчмарком.

КРЭГ выпустила нормативные предложения по внесению изменений в методологию тарифов на передачу электроэнергии. Предлагаемые изменения включают переход метода вознаграждения передающих активов на метод амортизированной оптимизированной остаточной стоимости замещения (ООСЗ) и установление показателей качества на основе

⁶⁴ Там же.

⁶⁵ Там же, стр. 29.

⁶⁶ Там же.

⁶⁷ Восстановительная стоимость активов определяется на основе базы регуляторных активов каждого коммунального предприятия.

⁶⁸ [CREG Resolución No. 011 de 2009](#). 11 февраля 2009 г.

данных об эффективности.⁶⁹ Эти предложения еще не были оформлены в виде решения КРЭГ, поэтому они пока не являются обязательными для тарифов на передачу электроэнергии.

3.2.4 Нормирование тарифов на распределение

Распределительная система разделена на четыре уровня напряжения. Региональная система передачи включает линии 4-го уровня (больше или равно 57,5 кВ и ниже 220 кВ). Местная распределительная система (SDL, или *Sistema de Distribución Local*) включает линии с 3 по 1 уровень (менее 57,5 кВ).⁷⁰

Механизм нормирования на основе результатов деятельности (PBR) впервые был использован для регулирования тарифов на распределение в соответствии с решением КРЭГ 099 от 1997 года, которое установило механизм «ограничения максимального тарифа» для региональной системы передачи (РСП) и местной распределительной системы (МРС). В соответствии с решением КРЭГ 082 от 2002 года РСП перешла на механизм ограничения максимальной выручки, а в отношении МРС сохранен режим ограничения максимального тарифа.⁷¹ Тарифы на распределение электроэнергии в настоящее время регулируются решением КРЭГ 015 от 2018 года, в соответствии с которым для установления тарифов на РСП и МРС используется модель ограничения максимальной выручки. Переход к применению границы доходности для всех компонентов распределительной системы в Колумбии был обусловлен несколькими факторами, в том числе необходимостью обеспечить стабильность доходов сетевых операторов (поскольку механизм корректировки доходов в начале каждого тарифного периода с предельной ценой должен был быть упразднен), облегчить переход потребителей на более высокие уровни напряжения и способствовать включению распределенной выработки.⁷²

Последняя методология тарифов на распределение, установленная в соответствии с решением КРЭГ № 015 от 2018 года, была направлена на устранение недостатков, выявленных в рамках предыдущих тарифных режимов в с точки зрения уровней новых инвестиций, расходов на АЭО, качества услуг и потерь в сети.⁷³ На Рисунок 19 обобщены основные компоненты текущей методологии.

Рисунок 20 показывает формулу, используемую для расчета ежемесячной прибыли для операторов на Уровнях 2 и 3, а Рисунок 21 показывает формулу для расчета годовой прибыли по инвестициям в активы. Доходы рассчитываются распорядителем и администратором

⁶⁹ Андраде-Бекерра, Андрес и др. [Экономическая оценка изменений в регулировании деятельности по передаче электроэнергии в Колумбии](#). *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 12, no. 6, 2019, p. 14.

⁷⁰ CREG Resolución No. 015 de 2018. 29 января 2018 г.

⁷¹ CREG. [Metodología de remuneración de actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019](#). Издание от 23 декабря, 2014 г. стр. 419.)

⁷² Там же, стр. 455.

⁷³ Перез, Д. М. и А. Х. Кастро. [702 - Impacto en la remuneración del uso de la infraestructura de transporte de electricidad con la nueva metodología regulatoria en Colombia](#). CIGRE. Май 2019 г.

счетов (LAC или *Liquidador y Administrador de Cuentas*), организацией, входящей в состав системного оператора ХМ в соответствии с методологией, установленной КРЭГ.

Рисунок 19. Основные компоненты методологии тарифов на распределение электроэнергии

Компонент	Решение КРЭГ 015 от 2018 г.
Метод нормирования на основе результатов (PBR)	Ограничение максимальной выручки для РСП и МРС
Оценка активов	Амортизированная стоимость замещения; стабильность базы регулируемых активов
Расходы на администрирование, эксплуатацию и обслуживание (АЭО)	Расходы на АЭО для существующих активов по сравнению с эталонными затратами, установленными на период регулирования. Расходы на АЭО для проектов расширения включаются в виде процента от новых инвестиций
Стоимость земельных участков	6.9% от стоимости земельных участков добавляется в базу актива
Неэлектрические активы	2% от стоимости электрических активов добавляются к собственным средствам по неэлектрическим активам
Стимулы для повышения качества услуг	Качество обслуживания каждой распределительной компании сравнивается с уровнями средней продолжительности и частоты перебоев в обслуживании за один год. Уровни, установленные КРЭГ, должны снижаться на 8% каждый год. Повышение или понижение максимальной выручки в зависимости от результатов деятельности

Источник: Роперо Гутьеррес, Сезар Алехандро.

Рисунок 20. Формула расчета ежемесячных доходов на распределение Уровня 2 и 3

$$IA = \left[IAA * fM + \frac{IAAOM - IRM}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Где IA = ежемесячный доход оператора распределения; IAA = годовой доход от инвестиций в активы; fM = коэффициент, используемый для расчета ежемесячных значений IAA; IAAOM = годовой доход от расходов на АЭО; IRM = годовой доход, полученный оператором по распределению за использование своих активов для нераспределительной деятельности; IPP_{m-1} = индекс цен производителей в предыдущем месяце; и IPP₀ = индекс цен производителей на дату закрытия.

Примечание: формулы для уровней 1 и 4 имеют одинаковую общую структуру с небольшими изменениями.

Источник: Адаптировано на основе материалов КРЭГ.

Рисунок 21. Формула расчета годового дохода по результатам инвестиций в активы оператором по распределению

$$IAA = BRA * r + RC + BRT$$

где IAA = годовой доход от инвестиций в активы; BRA = регулируемая база активов, включая как электрические, так и неэлектрические активы; r = норма доходности, установленная КРЭГ; RC = возмещение капитала, затраченного на активы, вознаграждаемые как часть регулируемой базы активов; и BRT = регуляторная база земельных участков.

Источник: Адаптировано на основе материалов КРЭГ.

В соответствии с решением КРЭГ 015 от 2018 года, операторы по распределению электроэнергии должны были представить свои запросы в отношении доходности в КРЭГ для утверждения. Операторы по распределению также должны были представить на утверждение регулирующего органа инвестиционный план на тарифный период (2019-2023 гг.). Ежегодные запланированные инвестиции не могут превышать 8% от существующей базы активов оператора по распределению,⁷⁴ а также должны сопровождаться ежегодными обновлениями, поскольку некоторые компоненты тарифной формулы обновляются ежегодно (например, база активов и затраты на администрирование, эксплуатацию и обслуживание новых инвестиций).

КРЭГ определила, что стоимость распределительных активов на тарифный период 2019-2023 годов будет оцениваться на основе метода амортизированной остаточной стоимости, который учитывает срок полезной службы активов и количество лет их эксплуатации для расчета соответствующего вознаграждения операторов.⁷⁵

Качество обслуживания стимулируется с помощью таких показателей, как индекс средней продолжительности прерываний энергоснабжения в системе (SAIDI) и индекс средней частоты прерываний энергоснабжения в системе (SAIFI). КРЭГ устанавливает цели по каждому из них, а оператор по распределению ежегодно отчитывается о выполнении показателей. В зависимости от результатов деятельности предприятия уровень годового дохода может быть увеличен или уменьшен. Оператор по распределению также должен выплачивать компенсацию потребителям с наихудшим уровнем обслуживания. КРЭГ планирует снижать уровни SAIDI и SAIFI на 8% каждый год, пока SAIDI не достигнет 2 часов/год, а SAIFI - 9 раз/год.⁷⁶

Стимулы к повышению эффективности заложены в учете затрат на АЭО. Затраты на АЭО для существующих активов, которые будут компенсироваться через тарифы, сначала определяются путем расчета подтвержденных среднегодовых и компенсированных затрат оператора на АЭО в период с 2012 по 2016 год. Затем это значение сравнивается с моделями эффективности с тем, чтобы определить уровень расходов на АЭО, который будет возмещен через тарифы^{77, 78}

Ставки доходности (СВСК) для базы регулируемых активов в 2020-2022 годах были установлены решением КРЭГ 007 от 2020 года. Ставки доходности составляют 11,64% (2020 год), 11,50% (2021 год) и 11,36% (2022 год).⁷⁹

⁷⁴ Энель. *Нормативно-правовая база Колумбии*. июнь 2017 г., стр. 8

⁷⁵ Роперо Гутьеррес, Сесар Алехандро. [Comparación económica del cambio de metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica: caso Colombia](#). Universidad de la Costa, Trabajo de Grado para obtener el título Profesional de Ingeniero Eléctrico. 2020 г., стр 60

⁷⁶ Там же.

⁷⁷ Там же, стр. 84.

⁷⁸ CREG Resolución No. 015 de 2018. 29 января 2018 г.

⁷⁹ [CREG Resolución No. 007 de 2020](#). 17 января 2020 года.

3.3 Хронология реструктуризации и последние наработки

До 1994 года энергетический сектор Колумбии находился в собственности и управлении государства. Реформы были обусловлены целым рядом проблем, с которыми столкнулся сектор. Эти проблемы включали тарифы, которые не могли покрыть стоимость услуг, растущий уровень государственного долга для финансирования сектора, стагнацию в росте охвата, низкое качество услуг и ограничение в подаче электроэнергии из-за дефицита энергии.⁸⁰

Конституция Колумбии 1991 года установила конкуренцию и свободный вход в сферу государственных услуг в качестве ключевых принципов для достижения эффективности в этом секторе. В соответствии с этой Конституцией государство стремилось перейти к регулированию и мониторингу, а не к администрированию предоставления государственных услуг.

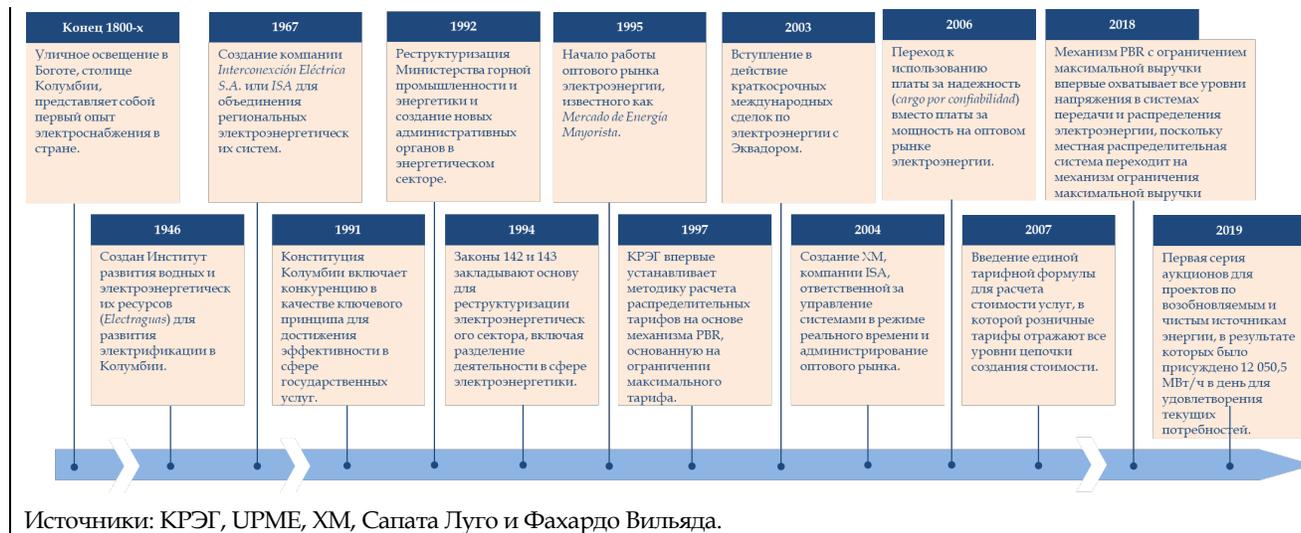
Закон о коммунальных услугах и Закон об электроэнергетике (Законы), принятые в 1994 году, заложили нормативные основы реформированного рынка электроэнергии. Ключевые особенности Законов состоят в следующем:

- Разрешение частному сектору участвовать в предоставлении государственных услуг;
- создание условий для конкурентного ценообразования в производстве электроэнергии;
- требование функционального разделения деятельности по производству, передаче, распределению и розничной реализации; и
- установление основ и руководящих принципов оптового рынка электроэнергии (MEM, или *Mercado de Energía Mayorista*), которые вступили в действие 20 июля 1995 года.

Хронология ключевых событий в электроэнергетическом секторе Колумбии представлена на Рисунке 22.

Рисунок 22. Хронология основных событий

⁸⁰ Бенавидес, Хуан и Анхела Кадена. [Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada](#). FEDESARROLLO. 15 октября, 2018. Стр. 14



Вторая крупная реформа произошла в 2006 году с введением платы за надежность (*cargo por confiabilidad*) для генерирующих предприятий и твердых энергетических обязательств (OEF или *obligaciones de energía firme*) на оптовом рынке электроэнергии. До этого генерирующие предприятия получали компенсацию по схеме платы за мощность (*cargo por capacidad*), целью которой было выплатить генерирующим предприятиям часть ожидаемых доходов в период засухи на несколько лет вперед, а также на протяжении дополнительного времени, если такие предприятия, теоретически, могли обеспечить подачу электроэнергии во время засухи.⁸¹ В отличие от этого, плата за надежность представляет собой платежи, которые получают генерирующие предприятия за наличие генерирующих ресурсов для выполнения своих твердых энергетических обязательств (ТЭО).⁸² ТЭО выставляются на аукцион среди генерирующих предприятий и представляют собой обязательство таких предприятий предоставить определенное количество энергии в условиях дефицита. Использование ТЭО позволяет генерирующим предприятиям рассчитывать на стабильное вознаграждение в течение определенного периода времени, которое они получают через конечных потребителей опосредованно через компонент генерации в розничных тарифах. Переход был призван ввести конкуренцию (когда генерирующие предприятия стремятся предоставлять стабильную энергию по минимально возможной цене), а также, помимо прочего, создать положительный сигнал для инвестиций в новые мощности.⁸³

⁸¹ Санта-Мария, Маурисио и др. Capítulo 3. Comportamiento de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista en Colombia: ¿qué dice la evidencia? [El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores](#). FEDESARROLLO. Октябрь 2009 г., стр. 7

⁸² Acolgen. [Análisis de la evolución del cargo por confiabilidad](#). Стр. 5.

⁸³ Санта-Мария, Маурисио и др. Capítulo 1. Resumen ejecutivo: mensajes principales y recomendaciones de política. [El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores](#). FEDESARROLLO. Октябрь 2009 г., стр. 12

4 Великобритания (нормирование тарифов на основе результатов деятельности следующего поколения)

После приватизации и де-регулирования в 1990-х годах Соединенное Королевство (Великобритания) пережило несколько итераций рыночной структуры и в настоящее время структурировано на основе двустороннего рынка с централизованным рынком балансирующих мощностей. Розничный рынок электроэнергии также полностью либерализован, а консолидация между генерирующими предприятиями и розничными продавцами привела к созданию крупных энергетических компаний. Более того, два десятилетия назад в Великобритании был внедрен механизм нормирования тарифов на основе результатов деятельности (PBR), который адаптировался к изменяющимся условиям.

4.1 Обзор рынка Великобритании

Выработка электроэнергии

Рынок электроэнергии в Великобритании⁸⁴ является зрелым конкурентным рынком. Великобритания стала одним из пионеров реструктуризации электроэнергетического сектора, и ее рыночная реформа, в целом, считается успешной. За исключением некоторых старых ядерных реакторов весь сектор находится в частной собственности и полностью разукрупнен, при этом, приватизация и разукрупнение начались в начале 1990-х годов. Текущая структура рынка построена на двустороннем рынке с централизованным рынком балансирующих мощностей. Розничный рынок электроэнергии также полностью либерализован, а консолидации между генерирующими предприятиями и розничными продавцами и между ними привела к созданию нескольких крупных энергетических компаний. В Великобритании насчитывается чуть более 60 генерирующих предприятий, возглавляемых компаниями *Électricité de France (EDF)*, *RWE* и *Scottish and Southern Energy SSE*), как показано на рисунке Рисунок 23.

В 2019 году установленная мощность Великобритании, подключенная к электросети, достигла 67 ГВт, а пиковая нагрузка составила 48 ГВт.⁸⁵ Тепловые (т. е. работающие на угле и газе) генерирующие мощности в Великобритании составляли 56% от общего парка электростанций. С 2010 года спрос на электроэнергию снижается со среднегодовым темпом - 1,6%. Возобновляемые ресурсы, которые демонстрировали рост в последние несколько лет, в настоящее время обеспечивают почти 37% общего производства (по сравнению с 2,8% в 2000 году). Прогнозируемое выбытие угольной и атомной энергетики, будущий рост производства ветровой электроэнергии в открытом море и упор на устойчивое развитие создали как возможности, так и проблемы на рынке электроэнергии Великобритании.

⁸⁴ В данном тематическом исследовании мы имеем в виду рынок электроэнергии в Великобритании, за исключением Северной Ирландии, которая имеет отдельную сеть.

⁸⁵ Министерство по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики промышленности. *Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании. Глава 5. Электричество*: Онлайн-версия: <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>.

В Великобритании существует оптовый рынок электроэнергии, на котором генерирующие предприятия продают электроэнергию поставщикам через двусторонние контракты, внебиржевые сделки и спотовые рынки. Рынок был открыт для конкуренции с 1990 года после создания пула электроэнергетики (Пул). Пул был заменен на новые рыночные механизмы по торговле электроэнергией (NETA) в Англии и Уэльсе, а затем в 2005 году – на британские механизмы по торговле электроснабжением и передаче электроэнергии (BETTA), которые позволили распространить предыдущие соглашения на Шотландию.

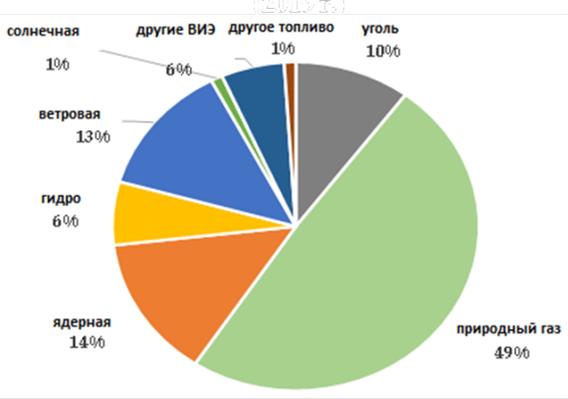
Рисунок 23. Краткий обзор Великобритании



Ключевые факты

Население (2019 г.)	66,7 млн. человек
Рост ВВП (СГТР, 2014-2019 гг.)	3,5%
ВВП на душу населения (2019 г.)	\$ 42 330
Установленная мощность (2019 г.)	66,6 ГВт
Чистая выработка (2020 г.)	267 ТВт
Пиковая потребность (2019 г.)	48,2 ГВт
Увеличение нагрузки (СГТР, 2014-2019 гг.)	-1,0%
Кол-во распределительных компаний	14
Кол-во передающих компаний	3

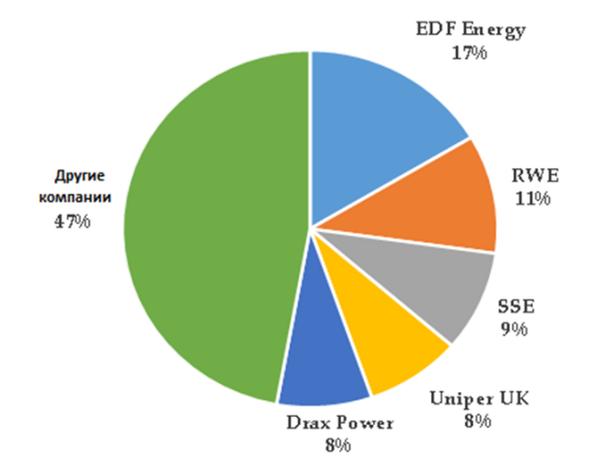
Установленная мощность по видам топлива (2019 г.)



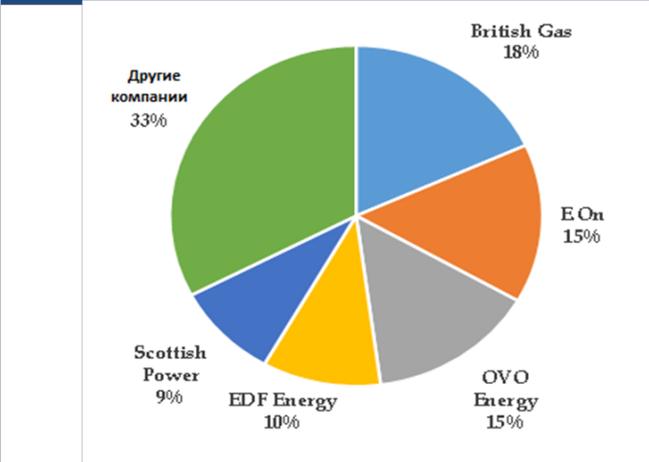
Выработка по видам топлива (2019)



Ведущие игроки по генерирующим мощностям (2019)



Ведущие игроки по розничной реализации (2019)



Источник: Управление национальной статистики; Министерство по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики промышленности Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании. Глава 5. Электричество: Онлайн-версия: <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>.

Передача электроэнергии

Передающие активы принадлежат и обслуживаются тремя региональными монопольными владельцами системы электропередачи (ВСП), а именно: National Grid Electricity Transmission plc (NGET), Scottish Power Transmission Limited (SPTL), и Scottish Hydro Electric Transmission plc (SNET).⁸⁶ Эти три ВСП обязаны обеспечить наличие достаточной пропускной способности в передающей сети Великобритании. National Grid Electricity System Operator (ESO) является единственным системным оператором системы передачи электроэнергии и несет ответственность за обеспечение сбалансированности спроса и предложения электроэнергии, а также за поддержание системы в безопасных технических и эксплуатационных пределах.

Распределение и розничная реализация

В настоящее время в Великобритании существует 14 операторов распределительных сетей (ОРС),⁸⁷ и каждый из них отвечает за зону обслуживания распределительных сетей. ОРС регулируются Управлением по рынкам газа и электроэнергии (Ofgem) посредством лицензионных условий и контроля цен. Большинство ОРС являются частью холдинговых компаний, некоторые из которых также вовлечены в бизнес по выработке и/или энергообеспечению.⁸⁸

Розничное снабжение электроэнергией юридически отделено от распределения. Основными поставщиками электроэнергии являются British Gas, E.On, OVO Energy, EDF Energy и Scottish Power, которые контролируют почти 70% рынка (см. Рисунок 23).⁸⁹ Конкуренция между поставщиками была введена для улучшения качества обслуживания потребителей, стимулирования перехода потребителей на новые тарифы и создания давления для получения более низких и инновационных тарифов.

⁸⁶ Эти три предприятия являются внутренними владельцами системы электропередачи (ВСП). Также имеется ряд зарубежных ВСП.

⁸⁷ В число этих ОРС входят следующие компании: *Electricity North West Limited, Northern Powergrid (Northeast) Limited, Northern Powergrid (Yorkshire) plc, London Power Networks plc, South Eastern Power Networks plc, Eastern Power Networks plc, Scottish Hydro Electric Power Distribution plc, Southern Electric Power Distribution plc, SP Distribution Ltd, SP Manweb plc, Western Power Distribution (East Midlands) plc, Western Power Distribution (West Midlands) plc, Western Power Distribution (South West) plc, и Western Power Distribution (South Wales) plc.*

⁸⁸ Владельцами этих 14 ОРС являются 6 компаний. Компания SSE, которая является владельцем шотландской компании Scottish Hydro Electric Power Distribution plc и Southern Electric Power Distribution plc, активно участвует в производстве (в Великобритании), снабжении (Сев. Ирландия) и распределении (Великобритания). Владельцем Scottish Power Energy Networks (которая включает SP Distribution Ltd и SP Manweb plc) является компания Scottish Power, которая функционирует в качестве ритейлера (розничная реализация) Великобритании. Владельцем Northern Powergrid является компания Berkshire Hathaway. (Источник: OFGEM [Распределительная электроэнергетическая сеть Великобритании.](#))

⁸⁹ Министерство по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики промышленности. Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании. Глава 5. Электричество: Онлайн-версия: <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>.

4.2 Текущая институциональная и правовая структура Великобритании

Энергетический сектор в Великобритании управляется Департаментом энергетики и изменения климата (ДЭИК), ведомством, который в 2016 году стал частью Министерства по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики и промышленности. Рынки электроэнергии и газа регулируются уполномоченным органом по контролю рынков газа и электроэнергии Великобритании (GEMA), который действует через Ofgem. В данном разделе представлен обзор регулирующих органов на энергетическом рынке Великобритании и их обязанностей.

Рисунок 24. Структура электроэнергетического рынка Великобритании



Источник: Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity>>

4.2.1 Регулирование и определение политики

ДЭИК (Департамент энергетики и изменения климата) определяет политику в области электроэнергетики Великобритании. Он отвечает за обеспечение надежного снабжения рынка энергией путем продвижения политики, стимулирующей инвестиции в энергетическую инфраструктуру Великобритании. Он также обеспечивает поставку низкоуглеродной энергии по наименьшей цене для потребителей.

Ofgem (Управление по рынкам газа и электроэнергии) является исполнительным и независимым органом экономического регулирования рынков газа и электроэнергии в Великобритании.⁹⁰ Ofgem отвечает за защиту потребителей посредством развития

⁹⁰ Регулирующий орган коммунальных услуг регулирует секторы электро-, газо- и водоснабжения в Северной Ирландии.

конкуренции и регулирования деятельности компаний-монополистов. Ofgem получил свои полномочия по регулированию на основании Закона о газе 1986 года, Закона об электроэнергии 1989 года, Закона о конкуренции 1998 года, Закона о коммунальных услугах 2000 года и Закона о деятельности предприятий 2002 года.⁹¹ В функции Ofgem входит управление режимом контроля цен для сетевых операторов, мониторинг качества услуг путем установления гарантированных стандартов работы, а также принятие решений по предлагаемым изменениям отраслевого кодекса. Ofgem работает под руководством и управлением GEMA (Уполномоченный орган по контролю рынков газа и электроэнергии Великобритании), который принимает все основные решения и определяет приоритеты политики для Ofgem.⁹²

4.2.2 Регуляторный надзор за отраслями энергетической сети

Помимо контроля над передающими и распределительными сетями через лицензионные условия, Ofgem также регулирует эти два сектора через контроль цен.⁹³ Великобритания использует режим PBR (нормирование тарифов на основе результатов деятельности) при установлении контроля цен для сетей естественных монополий. Введенный в начале 1990-х годов PBR был реализован в форме механизма ограничения максимального тарифа RPI-X, где RPI – это инфляция индекса розничных цен, а X – целевой коэффициент эффективности. Это означает, что тарифы на передачу, распределение и доставку электроэнергии должны были увеличиваться на величину инфляции за вычетом ожидаемого повышения эффективности.

С 2013 года (для услуг по передаче электроэнергии) и с 2015 года (для услуг по распределению) была внедрена модифицированная система PBR для более качественного удовлетворения будущих потребностей в инвестициях и инновациях. Эта система известна как RIIО, которая расшифровывается следующим образом: выручка (R) = стимулы (I) + инновации (I) + результат (O). Она была разработана в ходе многолетнего процесса консультаций с заинтересованными сторонами, который начался в 2008 году.

Процесс установления тарифов в Великобритании обычно занимает около 3 лет с момента опубликования Ofgem ключевых вопросов для следующего пересмотра ценового контроля в преддверии реализации договоренности. Рисунок 25 показывает процесс последнего пересмотра ценового контроля второго поколения в рамках RIIО для сектора передачи электроэнергии (известного как RIIО-T2).⁹⁴ В ходе пересмотра ценового контроля каждое коммунальное предприятие должно представить подробные перспективные бизнес-планы,

⁹¹ Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are>>

⁹² В состав GEMA входят компании, являющиеся членами исполнительного комитета, а также компании, не входящие в состав исполнительного комитета. Он определяет стратегии, устанавливает политику и принимает решения по различным вопросам, таким как контроль и реализация цен. Его полномочия по регулированию проистекают из Закона о газе 1986 года, Закона об электроэнергии 1989 года, Закона о конкуренции 1998 года, Закона о коммунальных услугах 2000 года и Закона о деятельности предприятий 2002 года.

⁹³ Действуя в этих же рамках, Ofgem также регулирует сети передачи и распределения газа, а также сети системного оператора электроэнергии.

⁹⁴ RIIО-T1 охватывает период 2013-2021 гг. RIIО-T2 будет действовать с 2021 по 2026 год.

которые служат основой для анализа и проверки техническими экспертами Ofgem и заинтересованными сторонами.

Рисунок 25. Процесс нормирования тарифов для РПО-Т2



4.2.2.1 Сектор передачи электроэнергии в рамках модели РПО

В рамках модели РПО от операторов передачи электроэнергии ожидают достижения результатов, которые устанавливаются в ходе контрольных проверок цен. Список этих результатов и других ключевых компонентов приведен на Рисунок 26. Некоторые из стимулов связаны с процентом от допустимого дохода.

Рисунок 26. Основные компоненты РПО-Т2

Категория	Результат/Компонент	Параметры/Стимулы/Вызовы
Взаимодействие с потребителями	Ofgem создал группы по решению проблем; Компании обязали создать группы по взаимодействию с потребителями (ОРС), группы защиты интересов потребителей (ВСП)	Отсутствие финансовых стимулов, так как невозможно определить соответствующие показатели эффективности
Качество услуг	* Лицензионные обязательства * Инструменты регулирования цен: - Результаты на уровне оказания услуг - Результаты на уровне деятельности	Стимулы для достижения результатов: финансовые и репутационные последствия за перевыполнение или невыполнение обязательств Механизмы защиты потребителей в случае, если некоторые инвестиции не исполнены
Эффективная стоимость услуг	Сетевые компании в рамках RPO-T2 прогнозируют общие расходы в размере £ 24 млрд. - Ofgem допустила базовые общие расходы в размере £ 20,3 млрд, т.е. на 15% ниже предложенных	Ожидается, что ВСП достигнут ежегодного повышения эффективности на 1,2%
Эффективное финансирование	Для защиты от ошибочных прогнозов производится индексация самой низкой в истории средневзвешенной стоимости капитала (СВСК) для ВСП, стоимости заемного капитала и стоимости собственного капитала - Анализ модели ценообразования для капитальных активов за вычетом корректировки на 0,25% - как ожидание опережающих результатов для акционеров с учетом стоимости капитала - Индекс доходности облигаций коммунальных предприятий плюс корректировка 0,25% на транзакционные расходы и расходы на ликвидность для стоимости долга	Допустимая фактическая рентабельность собственного капитала (ROE) 4,30%, стимулы для достижения наилучших результатов 0,25%, при общей рентабельности собственного капитала в 4,55% (при условии заемном капитале в 60%) Допустимая рентабельность заемного капитала: 1,82% Допустимая рентабельность собственного капитала: 2,81%
Управление факторами неопределенности	Суммарные затраты утверждаются для проектов с доказанной необходимостью, определенностью и эффективным исполнением. Механизмы для управления факторами неопределенности: - движущие факторы в части объема: корректировка на фактические объемы; - механизмы возобновления деятельности: если изменения признаны необходимыми, когда появляется больше уверенности; - Механизмы переноса затрат на потребителей: для ограниченных затрат на контроль; - Индексация: для защиты от ошибочного прогноза; - Надбавка на применение принципа «Используй-или потеряешь»: когда потребность известна, но затраты еще не определены (например, кибер-безопасность).	Более 50% суммарных затрат подлежат области применения инструментов регулирования цен; Для заявлений о возобновлении деятельности применяется порог существенности в размере 0,5% от базовой выручки; Предлагаемые цены подлежат корректировке на эффект реальных цен (например, труд и материалы)
Путь к Net Zero* (нулевое чистое потребление энергии) и инновации	Гибкость для содействия инвестициям в целях продвижения Net Zero и эффективной стоимости услуг Четкая определенность: базовая надбавка Нечеткая определенность: механизмы управления факторами неопределенности для содействия инвестициям при повышении степени определенности	Разнообразные механизмы возобновления деятельности для учета изменений в различных политических и других областях (например, политика Net Zero, технологические изменения, политика в области газоснабжения и отопления, объем подключенного спроса и выработки и другие)

* 27 июня 2019 года Великобритания установила юридически обязательную цель по сокращению выбросов до чистого нуля к 2050 году (в соответствии с требованиями Закона об изменении климата 2008 года, с поправками, внесенными в Закон об изменении климата 2008 года (Поправка к цели 2050 года) Приказ 2019 года (SI 2019/1056)).

Источник: OFGEM RPO-T2: *Заключительные определения*. 8 декабря 2020 г.

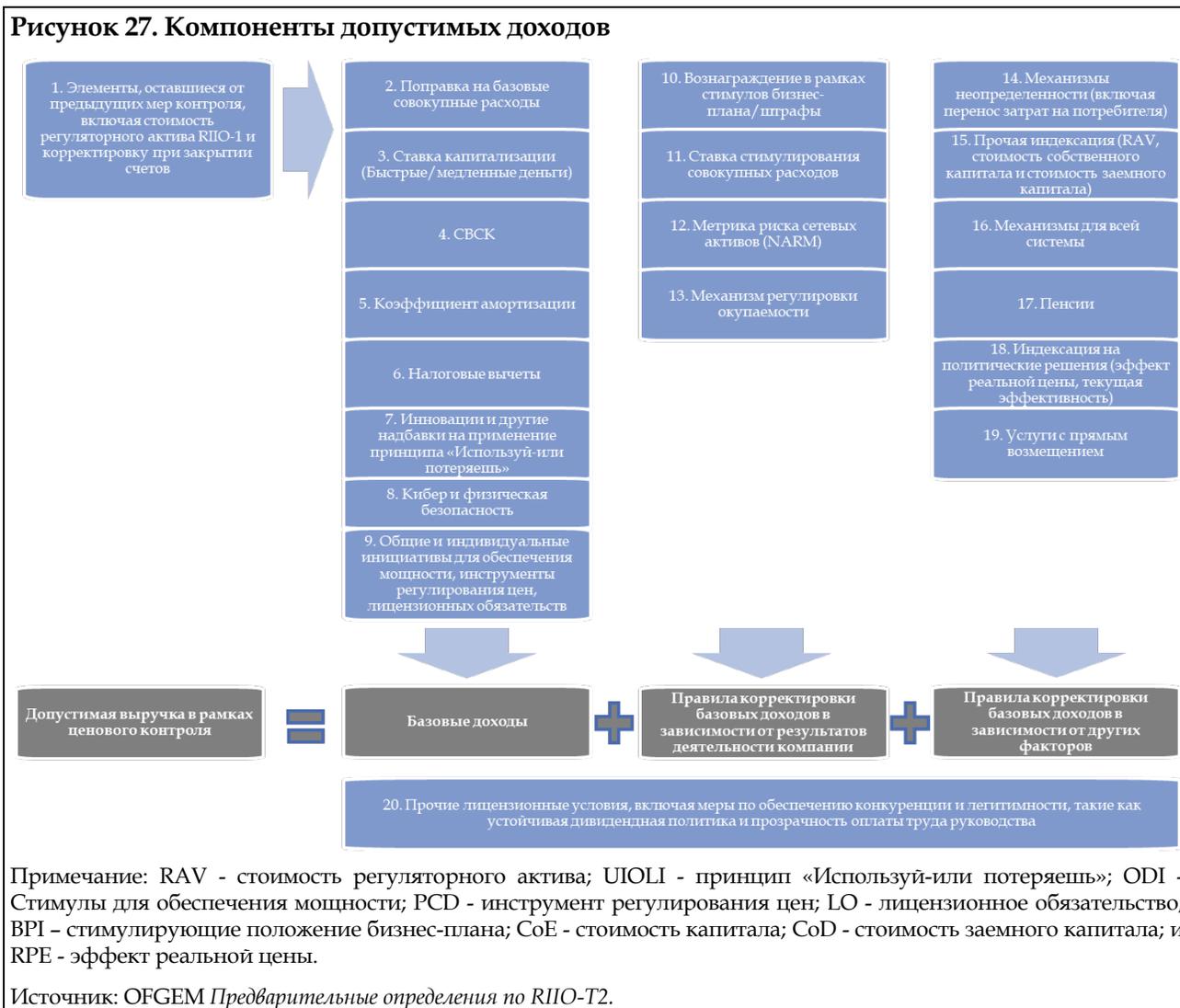
Ofgem рассматривает прогнозы капитальных расходов ВСП с тем, чтобы убедиться, что планируемые инвестиции достаточны для поддержания работы сети, и что потребители не несут расходы на ненужные инвестиции или какие-либо факторы операционные неэффективности. До начала периода регулирования ВСП (а также ОРС) должны представить бизнес-планы, включающие, помимо прочих данных, прогнозы коммунальных предприятий по замене сетей и увеличению мощности на следующие пять лет. Для прогнозируемой замены сетей Ofgem оценивает прогнозы каждого коммунального предприятия в сравнении с его собственной политикой замены активов в прошлом, а также в сравнении с прогнозами расходов других коммунальных предприятий, учитывая возрастную профиль активов на отдельных сетях.

Финансовые модели также используются Ofgem и его консультантами для определения возможности финансирования регулируемой энергетической сети при предлагаемом подходе к управлению. Финансируемость оценивается с помощью ряда различных финансовых коэффициентов наряду с качественной оценкой. Если есть сомнения, можно внести коррективы в механизмы контроля с тем, чтобы гарантировать, что сеть может финансировать свои функции.

Режим РВР в Великобритании использует подход «структурных элементов», который калибрует условия формулы индексации на основе перспективной НВВ каждого регулируемого коммунального предприятия в течение срока действия ценового контроля. В

частности, НВВ устанавливается на основе оценок вероятных капитальных и операционных расходов, а также доходности и рентабельности действующей базы активов. Фактические допустимые доходы для каждого коммунального предприятия варьируются в зависимости от того, насколько хорошо оно работает относительно ряда стимулов. Рисунок 27 показывает компоненты НВВ в соответствии с подходом «структурных элементов», принятым в Великобритании.

Рисунок 27. Компоненты допустимых доходов



Примечание: RAV - стоимость регуляторного актива; UIOLI - принцип «Используй-или потеряешь»; ODI - Стимулы для обеспечения мощности; PCD - инструмент регулирования цен; LO - лицензионное обязательство; BPI - стимулирующие положение бизнес-плана; CoE - стоимость капитала; CoD - стоимость заемного капитала; и RPE - эффект реальной цены.

Источник: OFGEM *Предварительные определения по RPO-T2*.

4.2.2.2 Сектор распределения в рамках модели RPO

В настоящее время сектор распределения находится под ценовым контролем системы RPO-ED1, который начал действовать в 2015 году и продлится до 2023 года. Процесс консультаций по определению рамок и ставок для RPO-ED2 начался в 2019 году, и ожидается, что заключительные определения будут подготовлены к концу 2022 года. Действие RPO-ED2 запланировано на период с 2023 по 2028 годы.

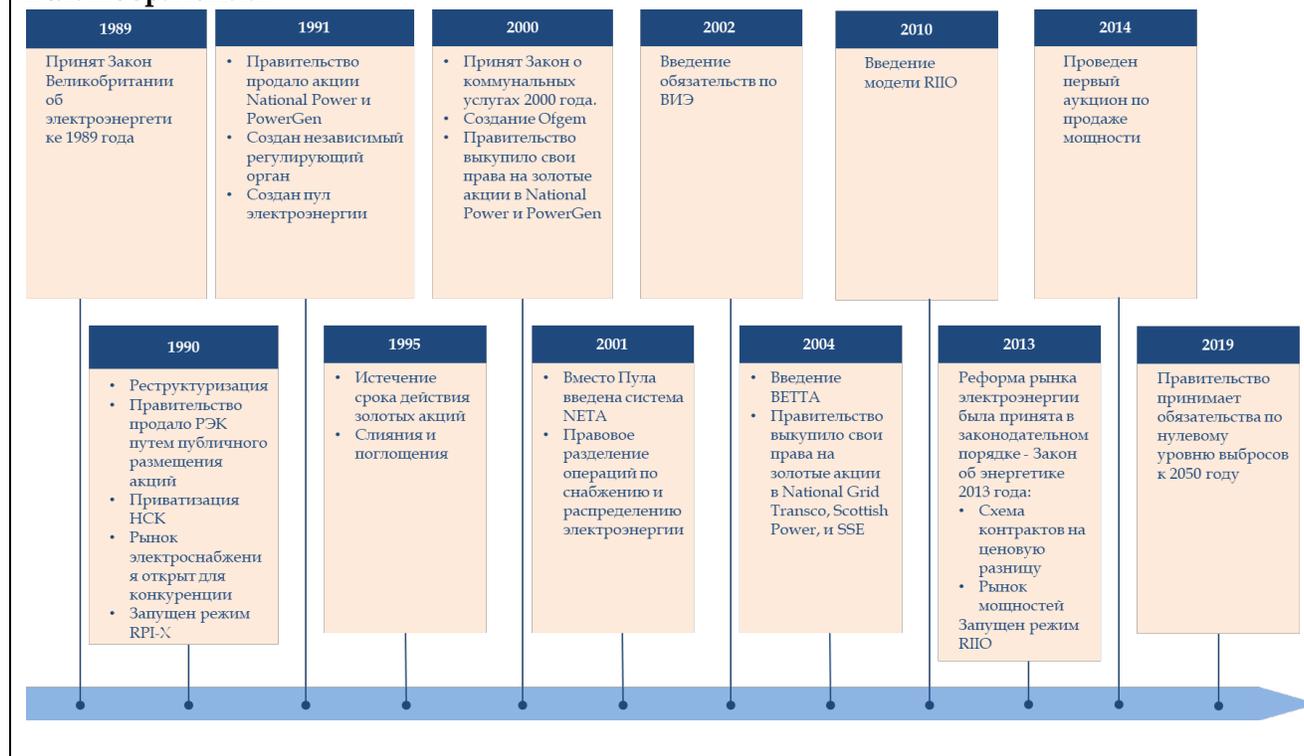
4.2.2.3 Сектора выработки электроэнергии и розничной реализации

В отличие от секторов передачи и распределения электроэнергии, рынки выработки и розничной реализации полностью либерализованы и не предусматривают ценового контроля. Розничные цены устанавливаются поставщиками энергии на основе их затрат и других факторов, связанных с их бизнесом и рыночными силами. Роль Ofgem в этих двух нерегулируемых секторах, в основном ограничивается мониторингом, хотя этот орган также утверждает или накладывает вето на изменения рыночных правил, доступа и платы за передачу электроэнергии.

4.3 Хронология реструктуризации и последние наработки

Рынок электроэнергии Великобритании был реструктуризован и разукрупнен одним из первых во всем мире (после Чили, который реформировал свой рынок в начале 1980-х годов). Полная реформа сектора включала реструктуризацию, приватизацию, регулирование и конкуренцию. Опыт Великобритании показывает, что наличие четких целей для программы реструктуризации, обеспечение механизмов для облегчения перехода и создание независимого регулятора являются жизненно важными компонентами мероприятий по реструктуризации. В данном разделе рассматривается контекст, в свете которого принимались решения о реструктуризации в Великобритании, и то, как развивались ее нынешние институты регулирования.

Рисунок 28. Хронология ключевых событий в развитии рынка электроэнергии в Великобритании



До реструктуризации

До реструктуризации структура электроэнергетической отрасли в Великобритании характеризовалась вертикальной интеграцией выработки, передачи, распределения и снабжения. Центральное энергоуправление по выработке (GEGB), который владел и управлял генерирующими станциями и системой передачи электроэнергии в Англии и Уэльсе, доминировал и в национализированной электроэнергетической отрасли. Электроэнергия, производимая GEGB, продавалась оптом 12 районным управлениям, которые являются отдельными государственными корпорациями, отвечающими за распределение и розничную реализацию электроэнергии в своих регионах. В Шотландии существует два вертикально интегрированных управления (Управления по электроэнергетике Шотландии или SSEB).

Совет по электроэнергетике, состоящий из трех постоянных членов, председателей 12 территориальных советов и трех представителей GEGB, играл главную роль в координации вопросов, представляющих интерес для всей отрасли. В его обязанности входило консультирование правительства от имени отрасли в целом, а также содействие и помощь в поддержании и развитии эффективной и экономичной системы электроснабжения.⁹⁵

Реструктуризация

В феврале 1988 года правительство опубликовало свое предложение по реструктуризации и приватизации отрасли электроснабжения в Англии и Уэльсе. Реструктуризация была обусловлена более широкими политическими целями по реструктуризации экономики в целом и повышению эффективности путем приватизации коммунальных услуг, включая телекоммуникационный и электроэнергетический секторы.

Закон об электроэнергетике Великобритании от 1989 года, вступивший в силу в июле 1989 года, заложил законодательную основу для реструктуризации и приватизации электроэнергетического сектора в Великобритании. Положения закона предусматривали изменение формы собственности (от государства к частным инвесторам) и введение конкурентных рынков.

Новая структура вступила в силу 31 марта 1990 года. Англия и Уэльс провели реструктуризацию своей электроэнергетической отрасли, и 12 районных управлений были переданы 12 региональным электроэнергетическим компаниям (РЭК), обслуживающим те же районы Англии и Уэльса. Активы GEGB были разделены на 3 генерирующие компании (National Power, PowerGen и Nuclear Electric)⁹⁶ и передающую компанию (Национальная сетевая компания, или НСК).

Шотландия реструктурировала свой рынок электроэнергии отдельно от Англии и Уэльса. На смену управлениям по электроэнергетике (SSEB) пришли ScottishPower и Scottish Hydro-

⁹⁵ Симмондз, Гиллиан. Регулирование электроэнергетической отрасли Великобритании. *Центр по изучению регулируемых отраслей*. Май 2022 г.

⁹⁶ Ядерные энергостанции были переданы компании Nuclear Electric.

Electric, а ядерные станции были переданы в государственную компанию Scottish Nuclear.⁹⁷ В новой структуре Шотландии сохранилась вертикальная интеграция.

Приватизация

Правительство продало РЭК в декабре 1990 года путем публичного размещения на фондовом рынке. 55% акций достались индивидуальным инвесторам, 30% - институциональным инвесторам и 15% - иностранным инвесторам.⁹⁸ Правительство также сохраняло некоторые права (которые назывались «золотыми акциями») в РЭК до марта 1995 года.

Национальная сетевая компания (НСК) также была приватизирована в декабре 1990 года. Обыкновенные акции НСК были переданы РЭК. В марте 1991 года правительство продало на аукционе 60% акций двух генерирующих компаний - National Power и PowerGen. Правительство владело 40% долей в этих двух генерирующих компаниях до марта 1995 года (затем этот срок был продлен до 2000 года). В июне 1991 года две шотландские компании (Scottish Hydro-Electric и Scottish Power plc) также были размещены для реализации.

Создание регулирующего органа

Закон Великобритании об электроэнергетике 1989 года учредил независимый орган по регулированию электроэнергетического сектора во главе с генеральным директором по электроснабжению, в поддержку деятельности которого выступало Управление по регулированию в области выработки и распределения электроэнергии (OFFER). Управление OFFER было создано не только для регулирования только что приватизированной электроэнергетической отрасли, но и как независимая от парламента структура. Это было сделано для того, чтобы защитить регуляторные решения OFFER от политического контроля, впоследствии обеспечивая долгосрочную регуляторную определенность и поощряя выход на рынок и инвестиции.⁹⁹

Создание пула электроэнергетики

В соответствии с Законом об электроэнергетике 1989 года был также создан Пул электроэнергетики (Пул). Он был создан для содействия проведению конкурсных торгов. НСК управляла Пулом и администрировала его расчетную систему от имени членов Пула. Генерирующие компании должны были каждый день - на сутки вперед - предоставлять подробную информацию о цене, по которой они готовы предоставить вырабатываемую электроэнергию. НСК предоставляла прогноз системного спроса на сутки вперед, осуществляла подготовку графика выработки электроэнергии для удовлетворения этого прогноза и определяла цену пула.

⁹⁷ В 1996 году Scottish Nuclear стала частью British Energy.

⁹⁸ Управление энергетической информации. Реформы в секторе электроэнергетики за рубежом и инвестиции в США. сентябрь 1997 г., стр. 24

⁹⁹ Департамент энергетики и изменения климата. *Итоговый аналитический отчет Ofgem*. Июль 2011 г., стр. 8

Поглощения и консолидация

После реструктуризации электроэнергетического сектора путем разделения выработки, передачи и распределения электроэнергии, правительство сосредоточилось на повышении уровня конкуренции между генерирующими компаниями. Генерирующие компании продали часть своих генерирующих активов новым участникам рынка с тем, чтобы избежать обращения в Комиссию по монополиям и слияниям и получить разрешение на слияние с розничными продавцами электроэнергии. Впоследствии горизонтальные и вертикальные консолидации на рынке привели к созданию «Большой шестерки» поставщиков энергии в Великобритании, а в конечном итоге - пяти доминирующих игроков.

Открытие рынка электроснабжения для конкуренции

Рынок электроснабжения был открыт для конкуренции в три этапа (волны):

- **первая волна** (апрель 1990 года) - потребители с пиковой нагрузкой более 1 МВт получили возможность выбрать поставщиков;
- **вторая волна** (апрель 1994 года) - потребители с пиковой нагрузкой более 100 кВт получили возможность выбрать поставщика; и
- **третья волна** (сентябрь 1998 - май 1999) - оставшаяся часть рынка электроэнергии (потребители с пиковой нагрузкой менее 100 кВт) была открыта для конкуренции.

Слияние регулирующих органов по газу и электроэнергии в единый регулирующий орган

Институциональная структура электроэнергетического сектора была дополнительно реформирована с принятием Закона о коммунальных услугах 2000 года. Основные положения Закона включали замену отдельного регулирующего органа (Генерального директора по электроснабжению) на регулирующий совет, GEMA (Уполномоченный орган по контролю рынков газа и электроэнергии Великобритании), и объединение их в один регулирующий орган как для газового, так и электроэнергетического секторов - OFGEM.

Новые рыночные механизмы по торговле электроэнергией (NETA)

В 2001 году вместо Пула была введена система NETA.¹⁰⁰ NETA полагалась на двусторонние контракты между генерирующими компаниями и поставщиками для обеспечения электроэнергией, а НСК управляла рынком балансирующих мощностей для урегулирования дисбаланса между выработкой и спросом в режиме реального времени.

¹⁰⁰ Некоторые из ключевых различий между NETA и Пулом перечислены ниже. Среди прочего можно отметить следующие отличия: (i) само-диспетчеризация - каждое генерирующее предприятие в рамках NETA отвечало за определение уровня выработки на своих генерирующих установках, в то время как в рамках Пула планированием от имени генератора занимается НСК, (ii) оплата по тендерной ставке - все сделки оценивались по тендерной стоимости на данную конкретную сделку, а не по цене заявки на самую дорогую сделку за данный период времени, (iii) цена ex post (фактическая) - цена выплаты денежных средств определялась по факту, а не пулом.

Введение NETA было направлено на решение предполагаемой проблемы манипулирования ценами со стороны крупных генерирующих предприятий и стимулировало заключение долгосрочных двусторонних контрактов (между генерирующими компаниями и поставщиками).

Правовое разделение операций по снабжению и распределению электроэнергии

Закон о коммунальных услугах 2000 года также разделил деятельность по снабжению и распределению и потребовал, чтобы эти виды деятельности лицензировались отдельно. Это означает, что требования к компаниям о разделении тарифов пришли не напрямую через законодательство как таковое, а скорее через изменение условий их лицензий. Кроме того, Закон ввел «общebritанскую» лицензию и отменил использование государственных поставщиков электроэнергии и лицензий второго уровня. Это позволило всем поставщикам обеспечить подачу электроэнергии для потребителей по всей стране.

Обязательства по ВИЭ

В апреле 2002 года в Англии, Уэльсе и Шотландии было введено обязательство по возобновляемым источникам энергии (ОВИЭ). В соответствии с механизмом ОВИЭ поставщики электроэнергии должны были получать все большую долю электроэнергии из возобновляемых источников, увеличив обязательство с 3% в 2012 году до 48% в 2019/2020 гг.¹⁰¹ Это обязательство может быть выполнено путем предъявления сертификатов обязательств по ВИЭ или посредством оплаты в фонд «выкупа» (например, сумма по «выкупу» на 2019/2020 гг. была установлена в размере £48,78 за сертификат, подтверждающий обязательство по использованию ВИЭ).¹⁰² Владельцы установок, работающих на возобновляемых источниках энергии, могли получить такой сертификат на произведенную ими возобновляемую энергию путем аккредитации своей генерирующей станции и выполнения требований, предъявляемых к выдаче сертификатов.

Британские механизмы по торговле энергоснабжением и передаче электроэнергии Великобритании (ВЕТТА)

Закон об энергетике 2004 года позволил расширить NETA (новые рыночные механизмы по торговле электроэнергией), включив в них передающую сеть Шотландии, сформировав единый для всей Великобритании комплекс мер по торговле энергией, известный как ВЕТТА. НСК стала единым системным оператором в Англии, Уэльсе и Шотландии. ВЕТТА была создана для преодоления разделения среди торговых механизмов между Англией и Уэльсом и Шотландией и введения единого комплекса механизмов оптовой торговли и передачи электроэнергии.

Режим лимитирования по схеме RPI-X

¹⁰¹ Министерство по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики и промышленности. *Обязательства по ВИЭ на 2019-20 гг.* сентябрь 2018 г.

¹⁰² Ofgem. *Годовой отчет по обязательствам по ВИЭ, 2019-20 гг.*

После разделения регулируемых (передача и распределение) и нерегулируемых (выработка и снабжение) предприятий регулирующий орган установил механизм ограничения максимального тарифа под названием «лимитирование RPI-X» для защиты потребителей в секторах передачи и распределения электроэнергии, где отсутствует конкуренция. Предельный уровень RPI-X был установлен таким образом, что коммунальные предприятия должны были добиваться повышения эффективности для поддержания рентабельности. Результат повышения эффективности, достигнутый сверх того, что предполагалось при установлении предельной цены, должен был сохраняться за коммунальными предприятиями.

Рамки контроля цен на электроэнергию значительно изменились по сравнению с режимом, который был введен при приватизации.¹⁰³ Кроме того, цели ценового контроля менялись и адаптировались к потребностям времени. В прошлом стимулы в Великобритании были направлены на повышение эффективности затрат. Со временем были введены дополнительные цели, такие как качество услуг и экологические или социальные цели. Целевой показатель устанавливается заранее, и коммунальные предприятия вознаграждаются (штрафуются), если они превосходят (не достигают) цели, установленные в ходе пересмотра цен.¹⁰⁴ Кроме того, Ofgem также предоставил несколько стимулов для поощрения качественного обслуживания потребителей и эффективных инвестиций в инфраструктуру. Эти стимулы включали фонд низкоуглеродных сетей, стимулы для распределенной выработки, стимулы для обеспечения удовлетворенности потребителей, схему вознаграждения потребителей, стимул инновационного финансирования и схему стимулирования качества информации (IQI).

Ofgem использовал схему повышения качества информации^{105,106} с тем, чтобы дополнительно простимулировать ВСП и ОРС к раскрытию своих эффективных затрат и препятствовать завышению прогнозов капитальных расходов при помощи системы поощрений и штрафов.¹⁰⁷ Это стимулировало ВСП и ОРС не только предлагать эффективные и разумные

¹⁰³ Более подробная информация об изменениях для каждого инструмента ценового контроля представлена в «Истории регулирования энергетических сетей», выпущенной в Ofgem. 27 февраля 2009 г. Онлайн-версия: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf>

¹⁰⁴ Операторы распределительных сетей получают вознаграждение / или штрафы в соответствии со следующими параметрами: (i) перебои в подаче электроэнергии потребителям (минуты, потерянные потребителями в результате перебоев в течение года), (ii) удовлетворенность потребителей, (iii) процент единиц измерения энергии, потерянных при распределении электроэнергии потребителям, и (iv) эффективность подключения распределенной выработки.

¹⁰⁵ В предыдущие периоды регулирования эта схема также называлась «стимулом скользящей шкалы».

¹⁰⁶ Схема стимулирования качества информации (IQI) была призвана смягчить информационную асимметрию между Ofgem, регулирующим органом, и распределительными компаниями при прогнозировании капитальных расходов, а также простимулировать распределительные компании к обеспечению наиболее эффективного уровня капитальных затрат для удовлетворения потребностей сети в течение периода регулирования. Она направлена на снижение риска недостаточного инвестирования, а также сокращение возможностей для распределительных компаний с высокой нормой капитальных расходов получать высокую прибыль при неполном расходовании средств; вознаграждение распределительных компаний с низкой нормой капитальных расходов за выполнение поставленных задач.

¹⁰⁷ Механизм повышения качества информации определяется по следующей формуле:

затраты в рамках регулятивного анализа, но и осуществлять своевременные инвестиции, когда это необходимо (а не играть с системой, чтобы приурочить инвестиции к условиям режима RBR). Схема качества информации обеспечивает стимулы, предоставляя дополнительный доход ВСП и ОРС, чьи прогнозы были близки к оценке Ofgem. Этот стимул был реализован путем предоставления ВСП и ОРС более высокой ставки поощрения, чем дистрибьюторам с более высокими прогнозами капвложений, тем самым увеличивая их вознаграждение за опережающие показатели.

Схема повышения качества информации, которая стала ключевой особенностью подхода Великобритании, в частности, также решает проблему информационной асимметрии, которой регулирующие органы исторически занимались в рамках концепции стоимости услуг, а также, в некоторой степени, в рамках концепции структурных элементов.

Модель RIIО

Как обсуждалось в разделе 4.2.2, в марте 2008 года Ofgem начал комплексный анализ системы RPI-X, которую он использовал для регулирования электрических и газовых сетей. По итогам обзора был сделан вывод о необходимости создания новой нормативной базы, основанной на элементах предыдущего подхода и включающей в себя элементы нового подхода. Система RPI-X была успешной, однако, Ofgem признал, что этот режим не обеспечивает достаточных стимулов для сетевых компаний, которые позволили бы им произвести надлежащие инвестиции, способные удовлетворить будущие потребности.

В октябре 2010 года Ofgem ввел модель RIIО. Модель опирается на успех предыдущего режима RPI-X, но отвечает задачам инвестиций и инноваций, делая больший упор на стимулирование инноваций, необходимых для создания устойчивой энергетической сети. Вместо того, чтобы стимулировать регулируемые компании к повышению эффективности их работы, RIIО призван «обеспечить вознаграждение для компаний, которые внедряют инновации и эксплуатируют свои сети для лучшего удовлетворения потребностей потребителей и пользователей сетей».¹⁰⁸ Модель RIIО измеряет ключевые результаты электроснабжения, такие как удовлетворенность потребителей, надежность и доступность, безопасность, условия подключения, воздействие на окружающую среду и социальные обязательства, предусмотренные правительством. По сравнению с предыдущим режимом RPI-X, компании, обеспечивающие эти результаты, будут получать более высокую прибыль. Однако, компании, которые не справятся с поставленными задачами, «столкнутся с гораздо более навязчивым и жестким регулированием и более низкими доходами».¹⁰⁹

Ofgem завершил первый пересмотр цен RIIО для передающих компаний в начале 2013 года, а в 2015 году внедрил RIIО для распределительных компаний. В ежегодном отчете Ofgem о RIIО-ED1 за 2019/20 гг. говорится, что все операторы распределительных сетей находятся на пути к достижению или превышению целевых показателей производства, в то время как одна

(Допустимые расходы - Фактические расходы) * Стимул за повышение эффективности + Дополнительный доход

¹⁰⁸ Ofgem. RIIО – новый механизм регулирования энергетических сетей. Информационный лист 93 Октябрь 2010 г., стр. 2

¹⁰⁹ Там же, стр. 2.

группа ОРС уже перерасходовала общий выделенный резерв (на период 2015-2023 гг.), а другая группа ОРС, как ожидается, превысит свой резерв к концу РПО-ED1.

5 Справочные материалы

- Acolgen. [Análisis de la evolución del cargo por confiabilidad](#)
- Андраде-Бекерра, Андрес и др. [Экономическая оценка изменений в регулировании деятельности по передаче электроэнергии в Колумбии](#). *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 12, no. 6, 2019, pp. 11-16.
- Баласта, Селен. [Ga. regulators approve Georgia Power rate case settlement](#). *Отчет S&P по глобальным рынкам* Издание от 17 декабря, 2019 г.
- Бенавидес, Хуан и Анхела Кадена. [Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada](#). FEDESARROLLO. 15 октября, 2018.)
- [CREG Resolución No. 007 de 2020](#). 17 января 2020 года.
- [CREG Resolución No. 011 de 2009](#). 11 февраля 2009 г.
- CREG Resolución No. 015 de 2018. 29 января 2018 года.
- CREG [Estructura Tarifaria – Energía Eléctrica](#).
- CREG [Funciones](#).
- CREG [Historia en Colombia – Energía Eléctrica](#).
- CREG [Metodología de remuneración de actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019](#). Декабрь, 2014 г.
- CREG [Metodología para la Remuneración de la Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica a Usuarios Regulados](#). Июнь 2012 г.
- CREG [Misión y Visión](#).
- CREG [Objetivo](#).
- CREG [RESOLUCIÓN NO: 119 \(21 DIC. 2007\)](#).
- Министерство по реализации стратегий развития бизнеса, энергетики и промышленности. *Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании. Глава 5.*
Электричество: Онлайн-версия: <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>.
- Департамент энергетики и изменения климата *Итоговый аналитический отчет Ofgem*. Июль 2011 года
- Управление энергетической информации США. Реформы в секторе электроэнергетики за рубежом и инвестиции в США Сентябрь 1997 г.
- Electrobras. [Potential Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Estado \(valores em MW\)](#).
Декабрь, 2018 г.
- Энель. [Нормативно-правовая база Колумбии](#). июнь 2017 г.
- Кодекс штата Джорджия. *Государственные коммунальные предприятия и транспорт*. G.A. § 46-2-21.

Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Прямые свидетельства Дэвида П. Пороха, Сары П. Адамс и Майкла Б. Робинсона от имени компании Georgia Power Company - док. № 42516.*

Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Прямые свидетельства Ларри Т. Легга от имени компании Georgia Power Company - док. № 42516).*

Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Прямые свидетельства Лоренса Дж. Вогта от имени компании Georgia Power Company - док. № 42516.*

Энергетическая компания штата Джорджия (Georgia Power Company) *Соглашение о порядке расчетов: тарифный прецедент Georgia Power Company 2019 г. Док. № 42516. Издание от 11 декабря, 2019 г.*

Издание: Georgia Power. [Факты и цифры 2020 г.](#). 2020 г.

Издание: Georgia Power. [Генерирующие установки](#). По состоянию на 27 апреля 2021 г.

Издание: Georgia Power. [История отрасли энергетики штата Джорджия](#).

Издание: Georgia Power. [Жилые здания – биллинг и тарифные планы](#).

Издание: Georgia Power. [Установка Vogtle 3 проходит функциональные испытания при высоких температурах](#). 26 апреля 2021 г.

Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Вводная информация о Комиссии государственных услуг](#). По состоянию на 28 апреля 2021 г.

Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Electric](#). По состоянию на 23 апреля 2021 г.

Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. *Приказ о принятии Соглашения о порядке расчетов с внесенными изменениями - Док. № 42516. Издание от 17 декабря, 2019 г.*

Комиссия по государственным услугам штата Джорджия. [Отчет специалистов по реструктуризации электроэнергетической отрасли - док. № 7313-У](#). январь 1998.

Система передачи электроэнергии штата Джорджия. [Ваше право на свет](#). 2015.

Гринфилд, Лоуренс Р. [«Обзор Федеральной комиссии по контролю энергоресурсов и федерального регулирования коммунальных услуг»](#). FERC. июнь 2013 г.

IEA. [Колумбия](#).

MaRS. [Отчет о рыночной информации: Колумбия](#). Апрель 2017 г.

Minenergía. [Colombia sumará más energía limpia a su matriz energética gracias a nueva subasta de renovables](#). 10 ноября 2020 г.

Minenergía. [Historia](#).

Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are>>

Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity>>

Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/regulating-energy-networks/2021-price-control-review-riio-t2>>

- Ofgem <<https://www.ofgem.gov.uk/regulating-energy-networks/2023-price-control-review-riio-ed2>>
- OFGEM. История регулирования энергетической сети. 27 февраля 2009 г. Онлайн версия: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf>
- OFGEM *RIIO – новый механизм регулирования энергетических сетей*. Информационный лист 93. Октябрь, 2010 г.
- OFGEM. *Предварительные определения по RIIO-T2*.
- OFGEM. *RIIO-T2 Заключительные определения*. 8 декабря 2020 г.
- Пенья, Ивонна и Камило Торрес. [Panorama de Redes Inteligentes y retos para Colombia \(Smart Grids\)](#). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. 24 мая 2017 г.
- Перез, Д. М. и А. Х. Кастро. [702 – Impacto en la remuneración del uso de la infraestructura de transporte de electricidad con la nueva metodología regulatoria en Colombia](#). *CIGRE*. Май 2019 г.
- Агентство Reuters. [Компания Southern заявляет о возможной задержке с пуском ядерного реактора Vogtle 3 в штате Джорджия](#). 22 марта 2022 г.
- Роперо Гутьеррес, Сесар Алехандро. [Comparación económica del cambio de metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica: caso Colombia](#). *Universidad de la Costa, Trabajo de Grado para obtener el título Profesional de Ingeniero Eléctrico*. 2020 г.
- Рудник, Хью и Константин Веласкес. [Изучая опыт электроэнергетических рынков развивающихся государств: Опыт Колумбии](#). *Рабочий документ №8771 группы Всемирного банка по исследованию политики*. Март 2019 г.
- Отчет S&P по рынкам.
- Санта-Мария, Маурисио и др. Capítulo 3. Comportamiento de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista en Colombia: ¿qué dice la evidencia? [El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores](#). *FEDESARROLLO*. Октябрь, 2009.
- Симмондз, Гиллиан. Регулирование электроэнергетической отрасли Великобритании. *Центр по изучению регулируемых отраслей*. Май 2022 г.
- Институт «Southface» и «Vote Solar». [Понимание системы электроснабжения в штате Джорджия](#). Май 2018 г.
- Всемирный банк. [ВВП \(в постоянных ценах, долл. США, 2010 г.,\) - Колумбия, Бразилия, Мексика, Аргентина, Перу, Чили](#).
- Всемирный банк. [ВВП \(в постоянных ценах, долл. США, 2010 г.,\) - Колумбия](#).
- Всемирный банк. [ВВП на душу населения \(в текущих ценах, долл. США\) – Колумбия](#).
- Всемирный банк. [Общая численность населения – Колумбия](#).
- Тринос Гонсалес, Карлос Игнасио. [Una descripción de los cargos regulados en las tarifas de energía eléctrica vigentes en Colombia en 2012](#). *Universidad EAFIT, Escuela de Administración, Maestría en Administración MBA, Trabajo de Grado*. p. 28.

- UPME [Sector Eléctrico Nacional](#). *La Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia*. Декабрь, 2011 г.
- UPME [Boletín estadístico de minas y energía 2016-2018](#). Ноябрь 2018 г.
- UPME [Demanda Histórica \(SIN\) por Agente y Mercado](#).
- UPME [Indicadores Intercambios](#).
- UPME [Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – agosto de 2018](#).
- UPME [Quiénes Somos](#).
- Бюро по экономическому анализу США SAGDP1: *Сводный годовой валовой внутренний продукт (ВВП) по штатам*. По состоянию на 28 апреля 2021 г.
- Бюро переписи населения США [Итоговые показатели численности населения штатов и компоненты изменений](#). По состоянию на 23 апреля 2021 г.
- Управление энергетической информации (США) [Джорджия - профильный анализ](#). 19 ноября 2020 г.
- Управление энергетической информации (США) [Таблица 2.10. Средняя стоимость электроэнергии для конечных потребителей в разбивке по секторам](#). 21 октября, 2020.)
- ХМ – PARATEC. [Líneas de transmisión por agentes operadores](#).
- ХМ – PARATEC. [Número de agentes por actividad](#).
- ХМ. [23. Demanda de electricidad – Demanda de energía nacional](#).
- ХМ. [24. Oferta y generación – Generación por recurso](#).
- ХМ. [Nuestra empresa – Quiénes somos](#).
- ХМ. [Redes sistema interconectado nacional](#).
- Сапата Луго, Хосе В и Даниэль Фахардо Вильяда. [Обзор регулирования энергетики и рынков: Колумбия](#). Обзор законов. Август 2020 г.)