

Интернет-журнал «Наукоедение» ISSN 2223-5167 <https://naukovedenie.ru/>

Том 9, №5 (2017) <https://naukovedenie.ru/vol9-5.php>

URL статьи: <https://naukovedenie.ru/PDF/105EVN517.pdf>

Статья опубликована 01.12.2017

Ссылка для цитирования этой статьи:

Суюнчев М.М., Трегубова Е.А., Файн Б.И. Анализ зарубежного опыта бенчмаркинга затрат при регулировании тарифов на передачу электроэнергии // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №5 (2017) <https://naukovedenie.ru/PDF/105EVN517.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

УДК 338.27

Суюнчев Марат Мазанович

ФГБОУ ВО «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации»

Институт экономики естественных монополий, Россия, Москва¹

Директор

Кандидат экономических наук

E-mail: suyunchev-mm@ranepa.ru

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=953427

Трегубова Екатерина Алексеевна

ФГБОУ ВО «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации»

Институт экономики естественных монополий, Россия, Москва

Ведущий эксперт Центра методологии судебной экономической экспертизы

Кандидат экономических наук

E-mail: tregubova-ea@ranepa.ru

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=953424

Файн Борис Ильич

ФГБОУ ВО «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации»

Институт экономики естественных монополий, Россия, Москва

Директор Центра экономических исследований инфраструктурных отраслей

E-mail: fayn-bi@ranepa.ru

SSRN: <http://ssrn.com/author=2252444>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=758593

Анализ зарубежного опыта бенчмаркинга затрат при регулировании тарифов на передачу электроэнергии

Аннотация. Действующая в Российской Федерации система формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии не позволяет оценить потенциал снижения операционных расходов электросетевых компаний. В статье представлена краткая характеристика методов бенчмаркинга распределительных сетевых компаний, применяемых в странах Западной Европы. Отмечаются различия в составе показателей, учитываемых национальными регуляторами при оценке расходов сетевых компаний, обусловленные природно-климатическими характеристиками территорий, структурными особенностями рынков услуг по распределению электроэнергии. Подчеркнуто, что для определения эталонных расходов электросетевых компаний за рубежом используются комбинации различных методов

¹ 119571, г. Москва, проспект Вернадского, 82, стр. 1

бенчмаркинга. Для оценки существующего потенциала снижения операционных расходов отечественных электросетевых компаний предлагается использовать эконометрический метод бенчмаркинга. Выделены пять основных этапов бенчмаркинга распределительных сетевых компаний, проводимого с использованием эконометрического метода. Дано теоретическое описание каждого этапа. Рассмотрены практические аспекты выполнения бенчмаркинга эконометрическим методом при регулировании тарифов операторов распределительных сетей Великобритании (DNOs). Представлен анализ влияющих факторов, учитываемых национальным регулятором Великобритании (OFGEM) при определении эталонных расходов электросетевых компаний. Дано описание используемой OFGEM методики расчета коэффициентов эффективности и оценки потенциала повышения эффективности затрат электросетевых компаний.

Ключевые слова: бенчмаркинг; государственное регулирование; зарубежный опыт; инфраструктура; стимулирующее регулирование; тарифы; эффективность; электрические сети

Методы бенчмаркинга, применяемые в странах Западной Европы

В общем виде методология сравнения аналогов (бенчмаркинг) предполагает проведение сравнительного анализа показателей деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. По результатам анализа сравниваемые компании ранжируются по уровню эффективности. Полученные оценки эффективности учитываются регулятором в дальнейшем при установлении тарифов таким образом, чтобы обеспечить стимулирование компании с уровнем эффективности ниже среднего к его повышению. В зарубежной практике стимулирующего тарифного регулирования бенчмаркинг используется с начала 2000-х годов [6]. В Западной Европе в разных странах используются различные методы бенчмаркинга, а точнее – комбинации различных методов (таблица 1).

В Великобритании и Австрии, где количество распределительных компаний относительно невелико по сравнению с другими странами (14 и 23 компании соответственно), используется *эконометрический метод* [2].

При регулировании тарифов в Норвегии, Австрии, Германии, Финляндии применяют *метод анализа функционирования среды (DEA-анализ)* [7, 8]. В соответствии с данным методом электросетевые компании рассматриваются как множество точек в пространстве, каждая из которых представляет собой систему, использующую «входные» параметры (ресурсы) для получения «выходных» параметров (продуктов). С помощью методов линейного программирования определяется граница производственных возможностей по рассматриваемой совокупности компаний, характеризующая Парето-оптимальным соотношением количества используемых ресурсов и объема выпускаемого продукта. Указанная граница производственных возможностей изображается графически как кривая в пространстве. Точки, расположенные на данной кривой, соответствуют компаниям с наилучшей (100%) эффективностью. Компании, работающие менее эффективно, характеризуются точками, расположенными внутри границы производственных возможностей.

В регуляторной практике Германии и Финляндии, параллельно с DEA-анализом, применяется также анализ с использованием стохастических границ производственных возможностей (*SFA-анализ*). Указанный метод представляет собой «усовершенствованную» форму эконометрического анализа, в рамках которой также проводится оценка минимально возможных затрат на выпуск продукции (границы затрат производственных возможностей) [9].

TFP-анализ, основанный на расчете индекса совокупной производительности факторов производства, нашел применение в Нидерландах. Данный метод используется при ограниченном количестве наблюдений и, соответственно, ограниченном числе действующих

сетевых компаний. Величина индекса определяется как отношение общего объема отпуска продукции к полным затратам ресурсов. Определение обоснованного объема расходов, учитываемого регулятором при расчете тарифов, основано на сравнительном анализе динамики фактического и прогнозируемого TFP индексов с учетом планируемых объемов затрат и объемов передачи электроэнергии. В Нидерландах при тарифном регулировании также учитываются результаты бенчмаркинга на основе *метода индекса удельных показателей* (Partial Performance Indicator, PPI-анализ).

PPI-метод основан на анализе ряда удельных показателей эффективности по каждой из сравниваемых компаний, вычисляемых по формуле:

$$PPI_i = \frac{\text{показатель используемых ресурсов (input measure)}}{\text{показатель результатов работы (output measure)}} \quad (1)$$

В зарубежной практике в качестве показателя используемых ресурсов рассматриваются различные типы затрат (по отдельным статьям, операционные, инвестиционные). Показателями результатов работ часто выступают производственно-технические характеристики электросетевого хозяйства компаний: длина линий электропередачи, объемы поставляемой мощности, число потребителей, плотность нагрузки.

Таблица 1

Методы бенчмаркинга распределительных сетевых компаний, применяемые в странах Западной Европы

| № п/п | Страна | Количество распределительных сетевых компаний | Состав регулируемых затрат | Метод бенчмаркинга | Факторы, влияющие на затраты (cost drivers) |
|-------|----------------|---|---|---|--|
| 1 | Великобритания | 14 региональных компаний | Полные расходы: эксплуатационные и капитальные (totex) | Эконометрический (модель постоянных эффектов) | Количество потребителей, максимальная нагрузка, стоимость используемых ресурсов, плотность сети |
| 2 | Норвегия | 155 компаний | Операционные и эксплуатационные расходы (OM), стоимость недопоставленной электроэнергии (CENS), амортизация, возврат на капитал | DEA ² | Объем передачи электроэнергии, протяженность линий электропередачи, количество трансформаторных подстанций, количество потребителей, площадь лесов, количество снежных осадков (мм), скорость ветра, количество соединений с островами |
| 3 | Австрия | 23 компании | Полные расходы: эксплуатационные и капитальные (totex) | DEA, эконометрический (MOLS ³) | Количество точек подключения по уровням напряжения. Площадь обслуживаемой территории. Показатели плотности (нагрузки, линий электропередач) |
| 4 | Германия | 195 компаний | Расходы без учета капитальных затрат и с учетом нормируемых капитальных затрат (standardised capital costs) | DEA, CFA ⁴ | Количество точек подключения, площадь обслуживаемой территории, максимальная нагрузка, протяженность сети |
| 5 | Нидерланды | 10 компаний | Нормируемые расходы (standardised costs): возврат на капитал, амортизация, операционные расходы | TFP ⁵ , PPI ⁶ | Количество потребителей, объем передачи электроэнергии, максимальная нагрузка |

² DEA (data envelopment analysis) – анализ функционирования среды.

³ MOLS – модифицированный метод наименьших квадратов.

⁴ CFA (stochastic frontier analysis) – анализ с использованием стохастических границ производственных возможностей.

⁵ TFP (total factor productivity) – индекс совокупной производительности факторов производства.

⁶ PPI (partial performance indicators) – индекс удельных показателей.

| № п/п | Страна | Количество распределительных сетевых компаний | Состав регулируемых затрат | Метод бенчмаркинга | Факторы, влияющие на затраты (cost drivers) |
|-------|-----------|---|--|--------------------------------|--|
| 6 | Финляндия | 88 компаний | Полные расходы (total costs): подконтрольные операционные расходы, амортизация | DEA, CFA | Протяженность линий электропередач, количество потребителей, объем передачи электроэнергии |
| 7 | Испания | 5 крупных компаний (97,5% от всего объема поставки электроэнергии), 320 мелких компаний | Операционные и инвестиционные (амортизация и возврат на капитал) затраты | Эталонная сеть (ideal network) | 3 группы показателей для формирования эталонной сети: 1 группа – показатели объемов передачи; 2 группа – показатели территории обслуживания (уровень напряжения линий электропередач, кабельные или воздушные линии, стоимость потерь электроэнергии); 3 группа – стандарты, критерии качества обслуживания |

Источник: составлено авторами

В Испании регулирование тарифов осуществляется на основании оценки затрат по *модели эталонной сети*, формируемой в соответствии с целевой функцией минимизации полных расходов компании (total cost):

$$\text{Min (total cost)} = F(\text{investment, Q\&M, quality of service, network losses}) \quad (2)$$

где:

investment – стоимость инвестиций;

Q&M – операционные и эксплуатационные расходы;

quality of service – показатель качества услуг;

network losses – потери электроэнергии при передаче [10].

Бенчмаркинг в отечественном тарифном регулировании электросетевых компаний

Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации⁷ предусмотрено внедрение методики сравнительного анализа деятельности сетевых организаций в практику отечественного тарифного регулирования с 2014 г. Действующее российское законодательство в сфере тарифообразования в электроэнергетике⁸ устанавливает возможность использования бенчмаркинга в качестве вспомогательного инструмента при определении долгосрочных параметров регулирования тарифов.

Приказом Федеральной службы по тарифам от 18.03.2015 г. № 421-э⁹ были утверждены «Методические указания по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов» (далее Методические указания). Указанный документ предназначен для расчета долгосрочных параметров регулирования с

⁷ Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р (ред. от 18.07.2015 г.).

⁸ «Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178].

⁹ Приказ ФСТ России от 18.03.2015 N 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 № 228-э / Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>, 30.04.2015.

применением метода сравнения аналогов в отношении территориальных сетевых организаций. В соответствии с Методическими указаниями эффективный уровень операционных подконтрольных расходов (ОПР) по каждой электросетевой компании определяется на уровне фактических расходов, скорректированных с учетом индекса эффективности ОПР. Упомянутый индекс учитывается по регулируемым компаниям в пределах от 1 до 10 % на основании показателя рейтинга компании, рассчитываемого как среднее значение от 3 (трех) нормализованных удельных показателей ОПР компании:

- к длине линий электропередач;
- к мощности трансформаторных подстанций;
- к числу точек присоединения потребителей.

Указанные нормализованные удельные показатели также корректируются регулятором с учетом влияния климатических факторов и изменения цен (определяемых стоимостью фиксированного набора потребительских товаров и услуг) в регионе обслуживания сетевой компании.

Анализ данных методических указаний позволяет сделать вывод, что при определении эффективного уровня ОПР электросетевых компаний они учитывают целый ряд влияющих факторов:

- мощность подстанций;
- длину линий электропередач;
- количество точек подключения;
- климатические характеристики территорий обслуживания (средняя температура января, толщина стенки гололеда, количество дней переходов температуры через ноль);
- стоимость фиксированного набора потребительских товаров и услуг на конец года.

Действующая методика основана на ранжировании усредненной величины трех видов удельных затрат. Как показал анализ, проведенный авторами исследования:

- величина удельных затрат весьма чувствительна к масштабу компании, поэтому группировку компаний целесообразно осуществлять не по удельным затратам, а по натуральным показателям;
- отсутствует корреляция учитываемых в Методических указаниях климатических факторов с величинами подконтрольных расходов региональных филиалов электросетевых компаний;
- региональный уровень цен логичнее определять на уровне среднемесячной заработной платы, как показателя стоимости трудовых ресурсов, потому что оплата труда является самым значительным сегментом подконтрольных расходов, а уровень цен на материалы, необходимые для деятельности электросетевых компаний, не определяется «стоимостью фиксированного набора потребительских товаров и услуг».

Также действующая методика не позволяет оценить (обосновать) допустимый потенциал повышения эффективности (снижения операционных расходов) по регулируемым электросетевым компаниям. Для каждой компании устанавливается целевой показатель снижения расходов (индекс эффективности ОПР), принимающий значения строго по линейке

от 1 % до 10 % в зависимости от рассчитанного показателя рейтинга компании, без учета оценки существующего потенциала снижения расходов.

С целью поиска возможного решения данной методической проблемы авторами статьи был выполнен подробный анализ теории и практики бенчмаркинга электросетевых компаний эконометрическим методом в Великобритании.

Теоретические и практические аспекты зарубежного опыта бенчмаркинга эконометрическим методом (на примере Великобритании)

Государственное регулирование деятельности по передаче электроэнергии в Великобритании в настоящее время осуществляет Служба по регулированию газового и электроэнергетического рынков (OFGEM).

Распределением электроэнергии в Великобритании в настоящее время занимаются сетевые компании двух типов [4]:

- 1) *операторы распределительных сетей (Distribution Network Operators, DNOs)* – компании, управляющие электрическими сетями на определенной территории и регулируемые государством,
- 2) *независимые операторы распределительных сетей (Independent Distribution Network Operators, IDNOs)* – независимые компании, конкурирующие с Операторами распределительных сетей (DNOs).

Вся сетевая распределительная инфраструктура страны была поделена между 14 Операторами распределительных сетей (DNOs). В Великобритании также действуют 8 Независимых операторов сетей (IDNOs), которые владеют и управляют небольшими распределительными сетевыми комплексами местного значения, расположенными в районах деятельности Операторов распределительных сетей (DNOs). Данные комплексы подключены к распределительным сетям Операторов распределительных сетей (DNOs) напрямую или через распределительные сети других Независимых операторов распределительных сетей (IDNOs).

Служба по регулированию газового и электроэнергетического рынков (OFGEM):

- осуществляет ценовой контроль услуг, оказываемых Операторами распределительных сетей (DNOs);
- лицензирует деятельность Независимых операторов распределительных сетей (IDNOs);
- регулирует доходы, получаемые Независимыми операторами распределительных сетей (IDNOs);
- определяет размер платы за услуги, оказываемые Операторами распределительных сетей (DNOs).

Эконометрический метод используется OFGEM для выполнения бенчмаркинга полных затрат операторов распределительных сетей (DNOs) в рамках тарифного регулирования [8].

Данный метод предусматривает определение для группы рассматриваемых компаний функции затрат на передачу электроэнергии $C^{\wedge}(y, w, z)$ в зависимости от параметров, характеризующих:

- объемы оказания услуг (y);
- стоимость используемых ресурсов (w);
- влияние факторов окружающей среды (z).

Выделяют 5 этапов выполнения бенчмаркинга компаний с использованием эконометрического метода (рисунок 1).

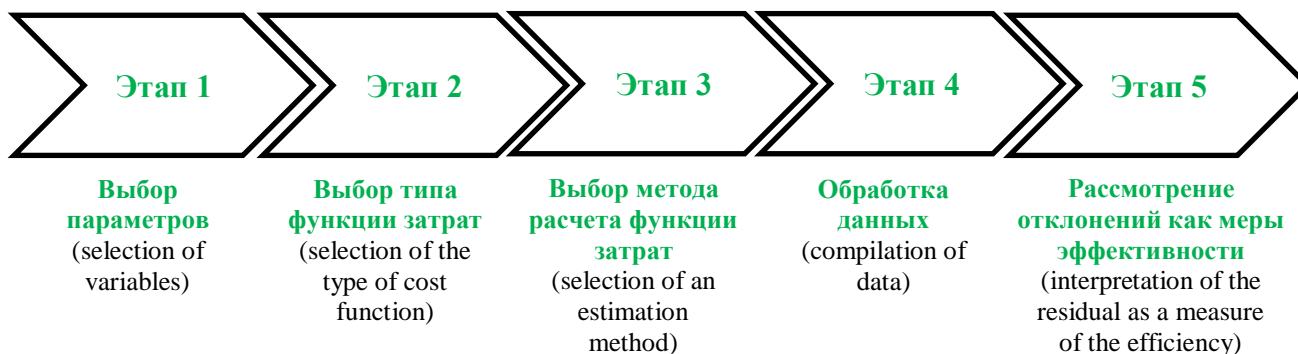


Рисунок 1. Основные этапы бенчмаркингового анализа эконометрическим методом (источник: составлено авторами)

На первом этапе осуществляется выбор параметров (по трем группам), определяющих затраты по сравниваемым компаниям:

а) *Объемы оказания услуг (core outputs).* В составе данной группы параметров регулятором рассматриваются объемы передачи электроэнергии, максимум электрической нагрузки, количество обслуживаемых потребителей. Эти параметры отражают объемы поставки услуг распределительной компании и оказывают основное влияние на технические характеристики объектов электросетевого хозяйства (масштаб, количество, схему расположения). На практике, ввиду высокой корреляции между параметрами данной группы возникает проблема мультиколлинеарности, и регулирующий орган (OFGEM) при построении регрессионной модели, описывающей полные затраты распределительной электросетевой компании, одновременно учитывает не более 2 (двух) параметров объема оказания услуг.

б) *Стоимость ресурсов, используемых при передаче электроэнергии (input prices).* Показатели стоимости ресурсов (input prices), учитываемые в уравнении полных затрат, определяются составом ресурсов, потребляемых регулируемой распределительной сетевой компанией, а именно:

- трудовыми ресурсами;
- основными средствами и материалами;
- прочими ресурсами, одинаковыми для всех распределительных компаний.

В качестве показателя стоимости ресурсов OFGEM использует индекс стоимости материалов, используемых в базовых отраслях электроэнергетики (price index of materials used in the basic electrical equipment industry, BEAMA).

При определении стоимости трудовых ресурсов регулятор учитывает показатели средней заработной платы, как региональные, так и средние по стране.

в) *Факторы внешней среды (environmental variables)* – факторы, неподконтрольные регулируемой организации, но способные оказывать влияние на стоимость ее услуг. Влияние факторов данной группы в модели полных затрат, по мнению регулятора, наилучшим образом отражает показатель плотности распределительной сети в регионе обслуживания (connection density). В настоящее время указанный показатель определяется OFGEM двумя способами:

- как отношение числа потребителей к площади территории;
- как отношение числа потребителей к протяженности линий электропередач.

Регулятор полагает, что влияние показателя плотности распределительной сети на расходы регулируемой компании определяется эффектами 2 типов:

- геометрическим эффектом;
- эффектом урбанизации.

Геометрический эффект выражается в том, что чем ближе расположены друг к другу потребители, тем меньше сетевого оборудования требуется для их обслуживания. Таким образом, при увеличении плотности распределительной сети должны уменьшаться затраты на ее обслуживание. С другой стороны, геометрический эффект может быть перекрыт увеличением затрат при обслуживании населения на территориях с очень высокой плотностью (*эффектом урбанизации*). Влияние урбанизации на увеличение расходов распределительной компании обусловлено повышенными требованиями к безопасности на территориях с высокой плотностью населения, которые приводят к дополнительным затратам, определяемым необходимостью расположения сетевых объектов под землей, высоким транспортным трафиком, ограничениями в доступе к сети. Таким образом, и высокая и низкая плотность населения ведут к повышению расходов, определяемому U-образной формой зависимости между плотностью распределительной сети и расходами распределительной компании.

На *втором этапе* выполняется выбор приемлемой вида функции затрат сетевой компании. На практике применяют различные формы функций: от простой производственной функции Кобба-Дугласа (Cobb Douglas cost function) до более сложных транслоговых функций (translog functions). Использование функции Кобба-Дугласа предусматривает, что логарифм эталонных затрат связан линейной зависимостью с логарифмами показателей объема оказываемых услуг и стоимости используемых ресурсов (логарифмически-линейная спецификация, log linear specification). Например, при выборе двух параметров, характеризующих объемы оказываемых услуг (y_1, y_2) и двух параметров, характеризующих стоимость ресурсов (w_1, w_2), функция Кобба-Дугласа применительно к затратам электросетевых предприятий будет выглядеть следующим образом:

$$\ln C^*(y_1, y_2, w_1, w_2) = a + b_1 \times \ln y_1 + b_2 \times \ln y_2 + c_1 \times \ln w_1 + c_2 \times \ln w_2 \quad (3)$$

На *третьем этапе* выбирается метод, позволяющий определить коэффициенты при параметрах функции затрат, с тем, чтобы оценочные значения затрат по функции наиболее точно соответствовали бы их фактическим значениям. В большинстве случаев используются различные вариации метода наименьших квадратов (OLS, COLS, MOLS).

На *четвертом этапе* выполняется расчет коэффициентов бенчмаркинговой функции затрат. Для проведения бенчмаркингового исследования полных затрат регулятором OFGEM были использованы панельные данные за 6 лет по 14 распределительным компаниям – операторам распределительных сетей (DNOs). Таким образом, размер выборки составил 84 наблюдения.

На *пятом этапе* выполняется оценка эффективности рассматриваемых компаний на базе отклонений фактических затрат от значений, рассчитанных по бенчмаркинговой функции затрат.

На основании полученного уравнения бенчмаркинговой функции затрат для каждой распределительной компании определяются показатели затрат, соответствующие среднему уровню эффективности по выборке компаний. Относительное отклонение фактических затрат от затрат по уравнению регрессии показывает отклонение эффективности компании от некоторого среднего уровня. Это относительное отклонение может быть положительным или отрицательным. По указанной причине шкала относительных отклонений перемасштабируется регулятором: распределительной компании с максимальной эффективностью (с наименьшим значением относительного отклонения) присваивается нулевое значение (0).

Перемасштабированное относительное отклонение для каждой из менее эффективных распределительных компаний рассчитывается вычитанием из относительного отклонения фактических затрат от затрат по уравнению регрессии величины относительного отклонения по компании с максимальной эффективностью.

Величина простого относительного отклонения показывает степень отклонения фактических расходов компании от рассчитанных по уравнению, усредняющему показатели затрат по выборке компаний с учетом влияющих факторов, характерных для каждой компании. Величина перемасштабированного относительного отклонения характеризует неэффективность расходов компании по сравнению с компанией, у которой эффективность максимальна.

Коэффициент эффективности по каждой компании рассчитывается как экспонента от отрицательного значения перемасштабированного относительного отклонения по формуле:

$$K_i = \exp(-\Delta \text{ПР}_{mi}) \quad (4)$$

где: $\Delta \text{ПР}_{mi}$ – перемасштабированное относительное отклонение фактических подконтрольных расходов от аппроксимированных значений по i -й электросетевой компании.

При таком подходе наиболее эффективной распределительной компании присваивается коэффициент эффективности 100 %, остальным компаниям – коэффициент эффективности меньше 100 %. Пример расчета коэффициентов эффективности распределительных компаний Великобритании представлен в таблице 2.

Таблица 2

**Пример расчета показателей эффективности
 распределительных сетевых компаний Великобритании**

| № распределительной компании | Показатель относительного отклонения фактических расходов от аппроксимированных | Перемасштабированное значение отклонения (гр.2-мин гр.2) | Коэффициент эффективности компании $\exp(-\text{гр.3})$ |
|------------------------------|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | -0,05 | 0,054 | 0,95 |
| 2 | -0,02 | 0,084 | 0,92 |
| 3 | -0,019 | 0,085 | 0,92 |
| 4 | 0,038 | 0,142 | 0,87 |
| 5 | 0,065 | 0,169 | 0,84 |
| 6 | 0,123 | 0,227 | 0,80 |
| 7 | 0,08 | 0,184 | 0,83 |
| 8 | -0,047 | 0,057 | 0,94 |
| 9 | 0,06 | 0,164 | 0,85 |
| 10 | -0,104 | 0 | 1 |
| 11 | 0,057 | 0,161 | 0,85 |
| 12 | -0,059 | 0,045 | 0,96 |
| 13 | -0,059 | 0,045 | 0,96 |
| 14 | -0,066 | 0,038 | 0,96 |

Источник данных [4] стр. 21

На основании полученной линейки относительных отклонений по 14 распределительным компаниям можно сделать вывод, что наименее эффективной компанией с точки зрения соотношения расходов и учитываемых факторов является компания под номером 6 с коэффициентом эффективности 0,80. Потенциал снижения расходов 6 компании составляет:

- 12,3 % по отношению к среднему уровню затрат по выборке, определяемому уравнением регрессии (показатель относительного отклонения, гр.2 таблицы 2);

- 22,7 % по отношению к наиболее эффективному уровню расходов, соответствующему уровню расходов по наиболее эффективной компании (показатель перемасштабированного относительного отклонения, гр.3 таблицы 2).

Наиболее эффективной компанией является компания 10, фактические расходы которой ниже результатов аппроксимации расходов по уравнению регрессии на 10,4 %.

Таким образом, эконометрический метод позволяет точно оценить возможный потенциал повышения эффективности по каждой компании (потенциал снижения расходов) по сравнению со средним уровнем расходов и по сравнению с минимальным уровнем расходов.

По результатам проведенного анализа зарубежного опыта бенчмаркинга расходов распределительных сетевых компаний могут быть сделаны следующие **выводы**.

В странах Западной Европы, применяющих бенчмаркинг в тарифном регулировании услуг по передаче электроэнергии, используются различные комбинации существующих методов его выполнения: DEA, SFA, эконометрического метода, TFP, метода моделирования эталонной сети. Состав влияющих факторов, учитываемых национальными регуляторами данных стран при сравнительном анализе расходов распределительных компаний, характеризуется заметным многообразием. Причиной тому являются различия стран как по природно-климатическим характеристикам, так и по структуре рынка распределения электроэнергии.

Действующая в России методика определения эффективного уровня операционных подконтрольных расходов сетевых компаний с применением метода сравнения аналогов учитывает ряд важных факторов (производственно-технических, экономических, климатических), но не позволяет оценить потенциал повышения эффективности по каждой компании и, соответственно, обосновать величину применяемого индекса эффективности операционных подконтрольных расходов. Данная задача может быть решена с использованием эконометрического метода бенчмаркинга затрат, применяемого в регуляторной практике Великобритании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дробыш И. И. Бенчмаркинг при регулировании тарифов электросетевых компаний // Труды Института системного анализа Российской академии наук. – 2013. – Т. 63 – Вып. 1. – С. 97-107.
2. Орлова Ю. А. Реформа регулирования тарифов электросетевых компаний России: условия повышения конкурентоспособности сектора // Отраслевые рынки 2014 / №4 (46), с. 26-48.
3. Benchmarking Opex and Capex in Energy Networks // ACCC / AER Working Paper 6 / Australian Competition & Consumer Commission, Melbourne, 2012.
4. Competition in connections [Электронный ресурс] / Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) – Режим доступа: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/connections-and-competition/competition-connections>, свободный – Загл. с экрана.
5. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Final Report // WIK-Consult, Bad Honnef, December 14, 2011.
6. Total cost benchmarking at RIIО-ED1 – Phase 2 report – Volume 1 // A Report Prepared for OFGEM / Frontier Economics Ltd, London, 2013, pp. 11-84.
7. Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe // A Report Prepared for Energy Norway / Frontier Economics Ltd, London, 2012.

Suyunchev Marat Mazanovich

The Russian presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: suyunchev-mm@ranepa.ru

Tregubova Ekaterina Alekseevna

The Russian presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: tregubova-ea@ranepa.ru

Fayn Boris Ilich

The Russian presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: fayn-bi@ranepa.ru

Electric networks costs benchmarking: international regulatory practices overview

Abstract. The existing methodology of distribution pricing in Russian Federation fails to estimate cost reduction potentials of electricity networks. The article briefly outlines the electricity networks benchmarking methods, applied by national energy regulators in West European countries. It becomes apparent that the regulators apply different cost drivers to estimate electricity networks expenditures. The article describes the main phases of electricity networks econometric benchmarking. The practical aspects of econometric benchmarking application for pricing the Distribution Network Operators (DNOs) in Great Britain are studied. The procedure for computing cost-effectiveness ratios and cost-effectiveness upside potentials of electricity networks is described.

Keywords: benchmarking; state regulation; international experience; infrastructure; effectiveness ratios; distribution electricity networks