

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

Том 9, №6 (2017) <https://naukovedenie.ru/vol9-6.php>

URL статьи: <https://naukovedenie.ru/PDF/47EVN617.pdf>

Статья опубликована 30.11.2017

Ссылка для цитирования этой статьи:

Репетюк С.В., Мозговая О.О., Темная О.В. Бенчмаркинг отечественных электросетевых компаний на основе эконометрического метода // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №6 (2017)

<https://naukovedenie.ru/PDF/47EVN617.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

УДК 338.27

Репетюк Сергей Вячеславович

ФГБОУ ВО «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации», Россия, Москва¹

Институт экономики естественных монополий

Заместитель директора

E-mail: repetyuk-sv@ranepa.ru

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=953425

Мозговая Оксана Олеговна

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

Институт экономики естественных монополий

Директор Центра организации научной деятельности и управления проектами

E-mail: mozgovaya-oo@ranepa.ru

SSRN: <http://ssrn.com/author=2252447>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=758704

Темная Ольга Валерьевна

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

Институт экономики естественных монополий

Директор Центра методологии и судебной экономической экспертизы

E-mail: temnaya-ov@ranepa.ru

Бенчмаркинг отечественных электросетевых компаний на основе эконометрического метода

Аннотация. В статье обоснована актуальность бенчмаркинг-исследований для определения эталонного уровня подконтрольных расходов электросетевых компаний в рамках тарифного регулирования. Представлены результаты бенчмаркинг-исследования отечественных электросетевых компаний, выполненного на основании эконометрического метода. Дана интерпретация полученных результатов. Представлено описание основных этапов примененной методики. Обоснован выбор факторов, учитываемых при формировании регрессионной модели подконтрольных расходов электросетевых компаний. В статье рассмотрены 3 группы факторов, характеризующих уровень цен на трудовые ресурсы в регионе, производственные показатели электросетевых компаний и климатические особенности территорий обслуживания. Приведены характеристики сформированной трехфакторной регрессионной модели, предлагаемой к использованию для определения

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

эталонных расходов электросетевых компаний. Выполнена оценка устойчивости предлагаемой модели, указаны ограничения по ее применению. Дано описание методики расчета коэффициентов эффективности электросетевых компаний. Представлены результаты расчета эталонных показателей подконтрольных расходов по крупнейшим электросетевым компаниям страны, выполненной оценки сравнительной эффективности рассмотренных компаний. Даны рекомендации по использованию результатов исследования в тарифном регулировании. Предложен механизм оценки существующего потенциала снижения подконтрольных расходов электросетевых компаний на базе результатов расчета эталонных показателей.

Ключевые слова: бенчмаркинг; государственное регулирование; зарубежный опыт; инфраструктура; коэффициенты эффективности; стимулирующее регулирование; тарифы; электрические сети; эталонные расходы

Дальнейшее совершенствование отечественной системы тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии, по мнению экспертного и научного сообщества, должно осуществляться путем перехода к регулированию на основе установления нормативных (эталонных) показателей, определяемых по результатам бенчмаркингового исследования деятельности предприятий отрасли [4].

Достаточно широкое распространение в зарубежной практике тарифного регулирования распределительных электросетевых компаний получил эконометрический метод бенчмаркинга затрат. Данный метод используется за рубежом для определения эталонного уровня затрат различной детализации: полных затрат, операционных и капитальных затрат, затрат по отдельным статьям расходов. В ряде стран эконометрический метод применяется в комбинации с другими методами бенчмаркинга при тарифном регулировании. Например, в Канаде и в Ирландии – совместно с методом анализа удельных показателей (PPI – partial performance indicator), в Австрии – с методом анализа функционирования среды (DEA – data envelopment analysis) [5].

В настоящей статье представлены результаты бенчмаркингового исследования электросетевых компаний России, выполненного авторами с использованием эконометрического метода по данным за 2015-2016 гг.

Эконометрический метод предусматривает формирование регрессионной модели, отражающей зависимость результирующего показателя от группы влияющих факторов. Авторами исследования в качестве результирующего показателя рассматривался показатель подконтрольных расходов электросетевых компаний. Описанное в настоящей статье бенчмаркинговое исследование основано на предположении, что результаты аппроксимации подконтрольных расходов по сформированной регрессионной модели представляют собой некие средние по выборке значения расходов. Компании с фактическими подконтрольными расходами ниже результатов аппроксимации характеризуются эффективностью выше средней по выборке. Компании с фактическими подконтрольными расходами выше результатов аппроксимации отличаются некоторым «запасом» неэффективности, определяемым по величине отклонения от среднего уровня.

Весь комплекс работ, выполненных авторами в рамках бенчмаркингового исследования эффективности электросетевых компаний, может быть разделен на 6 этапов:

- 1 этап - формирование базы данных о подконтрольных расходах и других показателях деятельности электросетевых компаний и выявление факторов, влияющих на величину подконтрольных расходов;

- 2 этап - формирование регрессионных моделей, отражающих зависимость подконтрольных расходов компаний от различных влияющих факторов, выбор оптимального варианта на основании статистических показателей;
- 3 этап - оценка устойчивости предлагаемой регрессионной модели;
- 4 этап - определение показателей эффективности электросетевых компаний на основании результатов аппроксимации подконтрольных расходов по регрессионной модели;
- 5 этап - сравнительный анализ эффективности электросетевых компаний на базе рассчитанных отклонений фактических подконтрольных расходов от результатов аппроксимации;
- 6 этап - определение эталонных подконтрольных расходов электросетевых компаний на базе результатов сравнительного анализа эффективности.

Формирование базы данных и отбор влияющих факторов

Для выполнения бенчмаркингowego исследования авторами была сформирована база данных по крупнейшим электросетевым компаниям (75 единиц с учетом региональных филиалов) за 2015-2016 гг. по показателям подконтрольных расходов и показателям, характеризующим возможные влияющие факторы.

В исследовании рассматривались 3 группы факторов:

- 1) фактор уровня цен на трудовые ресурсы в регионе (среднемесячная заработная плата в обслуживаемом регионе);
- 2) факторы, характеризующие производственные показатели сетевых компаний (объемы передачи электроэнергии, количество условных единиц обслуживания подстанций и электрических сетей, суммарная трансформаторная мощность подстанций, протяженность линий электропередачи, количество точек подключения потребителей);
- 3) факторы климатических условий (средняя температура воздуха в январе, гололедный район).

Фактор «среднемесячная заработная плата в обслуживаемом регионе» имеет невысокий показатель парной корреляции с величиной подконтрольных расходов, при этом значительна его частная корреляция с результирующим показателем.

По 2 группе факторов авторами были учтены 4 показателя, имеющие более высокие значения коэффициентов парной корреляции с подконтрольными расходами электросетевых компаний, а именно:

- 1) объемы передачи электрической энергии;
- 2) количество условных единиц обслуживания электросетевого хозяйства;
- 3) мощность трансформаторных подстанций;
- 4) протяженность линий электропередачи.

Факторы климатических условий² при формировании регрессионной модели авторами исследования не учитывались, так как имели низкие значения коэффициентов парной корреляции (0,2; -0,2) с показателями подконтрольных расходов.

Информация по производственным показателям электросетевых компаний была учтена авторами в соответствии с данными, представленными на сайтах компаний в разделах «раскрытие информации» [4-23]. Информация по среднемесячной заработной плате принята в исследовании на основании данных Росстата [24].

Формирование регрессионных моделей зависимости подконтрольных расходов от влияющих факторов

На основании данных 2015 г. авторами статьи были построены 2 варианта степенных регрессионных моделей зависимости подконтрольных расходов электросетевых компаний от выбранных факторов с использованием функций Пакета анализа Excel. Выбор степенной формы модели регрессии обусловлен более высокими коэффициентами парной корреляции между логарифмами показателей подконтрольных расходов и основных влияющих факторов по сравнению с коэффициентами парной корреляции между их абсолютными значениями.

1-й вариант представляет собой пятифакторную регрессионную модель зависимости подконтрольных расходов электросетевых компаний от пяти выбранных влияющих факторов:

- z1 – объем передачи электрической энергии, млн кВт-ч;
- z2 – количество условных единиц обслуживания подстанций и электросетей, у.е.;
- z3 – мощность трансформаторных подстанций, МВА;
- z4 – протяженность линий электропередачи, км (z4);
- z5 – среднемесячная заработная плата в регионе деятельности, руб.

Авторы отмечают, что в полученной пятифакторной регрессионной модели 3 коэффициента оказались статистически незначимыми, а именно – коэффициенты при свободном члене и при показателях объема передачи электрической энергии и количества условных единиц, характеризуемые значениями t -статистики ниже критического значения при количестве степеней свободы $75 - 5 - 1 = 69$: $t_{кр}(0,05; 69) = 1,995$.

Авторами статьи был также рассмотрен *2-й вариант* регрессионной модели зависимости подконтрольных расходов от трех влияющих факторов, имеющих статистически значимые коэффициенты в пятифакторной модели регрессии:

- z3 – мощность трансформаторных подстанций, МВА;
- z4 – протяженность линий электропередачи, км (z4);
- z5 – среднемесячная заработная плата в регионе деятельности, руб.

Показатели сформированных регрессионных моделей представлены в таблице 1.

² «СНиП 23-01-99. Строительная климатология» (приняты Постановлением Госстроя РФ от 11.06.1999 N 45) (ред. от 24.12.2002) // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – М., 2017.

Таблица 1

Показатели регрессионных моделей зависимости подконтрольных расходов электросетевых компаний от влияющих факторов по данным 2015 г.

№ п/п	Вариант модели регрессии	Показатели степенной регрессии							
		Константа b_0	при LN(z1)	при LN(z2)	при LN(z3)	при LN(z4)	при LN(z5)	Коэфф. детерминации R^2	Стандартная ошибка
			b_1	b_2	b_3	b_4	b_5		
1	1-й вариант – пятифакторная степенная модель $y=f(z1, z2, z3, z4, z5)$	-2,639	0,047	-0,078	0,351	0,487	0,941	0,943	0,192
	Наблюдаемая t-статистика	-1,91	0,74	-0,44	3,13	4,00	6,66		
2	2-й вариант – трехфакторная степенная модель $y=f(z3, z4, z5)$	-2,824	-	-	0,378	0,434	0,939	0,942	0,191
	Наблюдаемая t-статистика	-2,12	-	-	7,38	7,74	7,81		

Источник: составлено авторами

В таблице 1 приведены показатели трехфакторной регрессионной модели, которая характеризуется статистически значимыми коэффициентами при константе и при всех переменных уравнения ($t_{кр}(0,05;71)=1,994$), высоким показателем коэффициента детерминации и, следовательно, может быть использована для аппроксимации подконтрольных расходов электросетевых компаний.

Оценка устойчивости предлагаемой регрессионной модели

Авторами исследования также была выполнена оценка устойчивости полученной регрессионной модели путем расчета средних ошибок аппроксимации подконтрольных расходов с помощью трехфакторной модели по данным 2015-2015 гг. Результаты расчетов показали, что в рассматриваемом периоде средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов составила 14,8 % в 2015 г. и 15,8 % в 2016 г. У 8 электросетевых компаний (10,7 % от выборки), рассматриваемых в исследовании, ошибки аппроксимации по модели 2015 года при расчетах по данным 2016 года составляют 30 % и более. Эти компании перечислены в таблице 2.

У пяти из электросетевых компаний, перечисленных в таблице 2 (ПАО «Ленэнерго», (Санкт-Петербург); «Новгородэнерго»; Сетевая компания (Татарстан); «Нижновэнерго»; «Тюменьэнерго») относительная ошибка аппроксимации фактических подконтрольных расходов 2015 года по модели 2015 года также превышала 30 % (у «Курскэнерго» составила 28,8 %, у Томской ТРК 25 %). Очевидно, что причины отклонения результатов аппроксимации от фактических расходов по этим компаниям (филиалам) обусловлены влиянием факторов, не учтенных в рассматриваемой трехфакторной регрессионной модели.

У «Архэнерго» в 2016 году рост ошибки аппроксимации был связан с резким сокращением подконтрольных расходов (на 34,2 %).

При исключении из выборки 8 электросетевых компаний (филиалов), перечисленных в таблице 2, средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов 2016 г., рассчитанная по модели 2015 года, сократилась до 12,8 %.

Таблица 2

Сетевые компании с ошибками аппроксимации подконтрольных расходов в 2016 г. по трехфакторной регрессионной модели, превышающими 30 %

Наименование электросетевой компании/филиала МРСК)	Показатели 2015 г.				Показатели 2016 г.				Относительное изменение показателей в 2016 г. по сравнению с 2015 годом				Относит. ошибка аппроксимации	
	Мощность ПС	Протяженн. линий эл. передачи км	Ср.мес. зарплата в регионе руб./мес.	Подконтрольные расходы тыс. руб.	Мощность ПС	Протяженн. линий эл. передачи км	Ср.мес. зарплата в регионе руб./мес.	Подконтрольные расходы тыс. руб.	Мощность ПС %	Протяженн. линий эл. передачи %	Ср. мес. зарплата в регионе %	Подконтрольные расходы %	2015 г. %	2016 г. %
Курскэнерго	5 264	36 540	23 921	1 472 198	5 281	37 114	25 327	1 459 688	0,3	1,6	5,9	-0,8	29	38
Архэнерго	3 586	26 301	38 300	1 974 287	3 551	28 321	40 790	1 298 873	-1,0	7,7	6,5	-34,2	12	86
ПАО Ленэнерго, (Санкт-Петербург)	17 021	22 382	44 187	3 169 516	16 280	22 474	48 703	3 506 735	-4,4	0,4	10,2	10,6	34	31
Новгородэнерго	2 675	22 658	26 346	985 893	2 678	22 670	27 914	1 042 107	0,1	0,1	6,0	5,7	32	32
Сетевая компания (Татарстан)	25 044	69 252	29 147	8 499 071	25 440	69 941	30 224	8 958 153	1,6	1,0	3,7	5,4	-36	-37
Нижевоэнерго	8 994	59 221	26 481	4 721 712	9 113	59 521	28 399	4 967 889	1,3	0,5	7,2	5,2	-33	-32
Томская ТРК	3 859	17 765	34 041	1 371 655	3 908	18 553	36 032	1 426 000	1,3	4,4	5,8	4,0	25	30
Тюменьэнерго	28 909	42 198	56 616	13 997 627	29 184	42 501	60 090	15 340 405	1,0	0,7	6,1	9,6	-38	-40

Источник: составлено авторами

**Определение показателей эффективности
 электросетевых компаний на основании регрессионной модели**

Для бенчмаркинга подконтрольных расходов электросетевых компаний авторы использовали коэффициенты эффективности, рассчитанные в соответствии с методикой, которая применяется органом тарифного регулирования Великобритании (OFGEM) [3].

Расчет коэффициентов эффективности (K_i) по каждой компании выполнен авторами исследования в соответствии с формулой:

$$K_i = \exp(-\Delta \text{ПР}_{mi}) \quad (1)$$

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

Указанное перемасштабированное относительное отклонение рассчитывается по формуле 2 как разница между показателем относительного отклонения фактических подконтрольных расходов от подконтрольных расходов, рассчитанных по трехфакторной модели регрессии для конкретной компании, и минимальным значением данного показателя среди компаний, рассматриваемых в выборке:

$$\Delta \text{ПР}_{mi} = \Delta \text{ПР}_i - \min(\Delta \text{ПР}) \quad (2)$$

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

$\min(\Delta \text{ПР})$ – минимальное значение относительного отклонения фактических подконтрольных расходов от аппроксимированного значения по рассматриваемой выборке из 68 электросетевых компаний.

Интерпретируются рассчитанные показатели следующим образом.

Величины подконтрольных расходов, рассчитанные по сформированной модели регрессии, представляют собой средний уровень эффективности в целом по выборке.

К компаниям с уровнем эффективности выше среднего относятся компании с фактическими подконтрольными расходами меньшими, чем определенные по модели регрессии. Для рассмотренной выборки наименьшее относительное отклонение фактических подконтрольных расходов 2016 г. от величины подконтрольных расходов, рассчитанной по модели регрессии ($\min(\Delta \text{ПР}) = -0,298$), наблюдалось у МОЭСК (Москва) и Мурманской

областной электросетевой компании (Мурманская ОЭСК). Их коэффициенты эффективности приняты равными 1.

Если относительное отклонение фактических подконтрольных расходов компании от подконтрольных расходов, рассчитанных по модели регрессии, положительно, то эффективность этой компании в части подконтрольных расходов ниже среднего уровня по выборке.

Показатель перемасштабированного относительного отклонения для компании отражает относительное отклонение ее фактических подконтрольных расходов от уровня подконтрольных расходов по компании с коэффициентом эффективности 1. Исходя из величины показателя перемасштабированного относительного отклонения можно рассчитать для каждой компании, какими будут ее подконтрольные расходы при коэффициенте эффективности 1 (подконтрольные расходы на границе эффективности).

При расчете коэффициентов эффективности по отечественным электросетевым компаниям на основании модели регрессии из состава выборки были исключены 8 компаний с ошибкой аппроксимации 30 % и более. Оставшиеся 67 компаний выборки отсортированы авторами исследования в порядке увеличения относительного отклонения фактических подконтрольных расходов от рассчитанных по уравнению регрессии. Полученные коэффициенты эффективности подконтрольных расходов по российским электросетевым компаниям представлены в таблице 3.

Таблица 3

Коэффициенты эффективности подконтрольных расходов по крупнейшим электросетевым компаниям России³

№ п/п	Наименование электросетевой компании/филиала	Фактические подконтрольные расходы 2016 г., тыс. руб.	Аппроксимация подконтрольных расходов (по 3-факторной регрессии), тыс. руб.	Отклонение фактических подконтрольных расходов от результата аппроксимации		Коэффициент эффективности компании exp (-гр.6)
				относительное	перемасштабированное	
1	2	3	4	5	6	7
1	МОЭСК (Москва)	11 959 445	15 526 055	-0,298	0,000	1,00
2	Мурманская ОЭСК	410 296	532 597	-0,298	0,000	1,00
3	Иркутская ЭСК	4 276 177	5 467 899	-0,279	0,020	0,98
4	Воронежэнерго	2 263 438	2 892 531	-0,278	0,020	0,98
5	Омскэнерго	1 920 641	2 453 938	-0,278	0,021	0,98
6	РЭС Новосибирск	3 171 276	3 996 735	-0,260	0,038	0,96
7	Екатеринбургская ЭСК	1 038 219	1 294 629	-0,247	0,051	0,95
8	Калугаэнерго	1 683 861	2 050 732	-0,218	0,080	0,92
9	Ульяновские РЭС	1 088 360	1 314 991	-0,208	0,090	0,91
10	Тулэнерго	1 847 538	2 222 319	-0,203	0,095	0,91
11	ЕАО ЭС	412 016	492 479	-0,195	0,103	0,90
12	Калмэнерго	663 289	788 748	-0,189	0,109	0,90
13	Орелэнерго	1 060 289	1 257 238	-0,186	0,112	0,89
14	Ярэнерго	1 872 419	2 158 864	-0,153	0,145	0,86
15	Чувашэнерго	1 024 160	1 176 922	-0,149	0,149	0,86
16	Тамбовэнерго	1 223 731	1 405 299	-0,148	0,150	0,86
17	Удмуртэнерго	1 516 721	1 738 354	-0,146	0,152	0,86
18	Астраханьэнерго	1 212 075	1 387 559	-0,145	0,153	0,86
19	Рязаньэнерго	1 658 239	1 842 472	-0,111	0,187	0,83
20	Янтарьэнерго	1 279 466	1 417 447	-0,108	0,190	0,83
21	Ростовэнерго	3 465 250	3 821 457	-0,103	0,195	0,82
22	Приморские ЭС	2 100 871	2 304 024	-0,097	0,202	0,82
23	Самарские РЭС	2 182 492	2 369 363	-0,086	0,213	0,81
24	Читаэнерго	2 053 070	2 211 554	-0,077	0,221	0,80

³ Из состава выборки были исключены 7 компаний, характеризующиеся ошибкой аппроксимации более 30 % по данным 2016 г. (ПАО Ленэнерго (г. Санкт-Петербург), Курскэнерго, Архэнерго, Новгородэнерго, Нижновэнерго, Сетевая компания (Татарстан), Тюменьэнерго).

№ п/п	Наименование электросетевой компании/филиала	Фактические подконтрольные расходы 2016 г., тыс. руб.	Аппроксимация подконтрольных расходов (по 3-факторной регрессии), тыс. руб.	Отклонение фактических подконтрольных расходов от результата аппроксимации		Коэффициент эффективности компании exp (-гр.6)
				относительное	перемасштабированное	
1	2	3	4	5	6	7
25	Липецкэнерго	1 726 382	1 857 590	-0,076	0,222	0,80
26	Костромаэнерго	1 222 559	1 313 424	-0,074	0,224	0,80
27	Смоленскэнерго	1 892 683	2 033 049	-0,074	0,224	0,80
28	Псковэнерго	1 613 226	1 712 784	-0,062	0,237	0,79
29	Волгоградэнерго	2 581 039	2 737 539	-0,061	0,238	0,79
30	Пензаэнерго	1 684 130	1 779 650	-0,057	0,242	0,79
31	Тываэнерго	454 972	479 776	-0,055	0,244	0,78
32	Колэнерго	1 570 291	1 623 807	-0,034	0,264	0,77
33	Саратовские РЭС	2 602 596	2 670 725	-0,026	0,272	0,76
34	Мордовэнерго	996 887	1 013 717	-0,017	0,281	0,75
35	Комизэнерго	2 550 034	2 586 338	-0,014	0,284	0,75
36	ГАЭС	354 237	357 216	-0,008	0,290	0,75
37	Хакасэнерго	1 052 223	1 053 079	-0,001	0,297	0,74
38	Алтайэнерго	2 198 508	2 196 248	0,001	0,299	0,74
39	Красноярскэнерго	4 124 679	4 109 979	0,004	0,302	0,74
40	Башкирэнерго	4 734 646	4 708 617	0,005	0,304	0,74
41	Пермэнерго	3 885 881	3 836 335	0,013	0,311	0,73
42	Хабаровские ЭС	1 382 334	1 359 804	0,016	0,315	0,73
43	Кузбассэнерго – РЭС	2 662 305	2 564 307	0,037	0,335	0,72
44	Брянскэнерго	1 352 485	1 299 714	0,039	0,337	0,71
45	Ивэнерго	1 005 671	958 861	0,047	0,345	0,71
46	ПАО Ленэнерго (Лен.область)	3 704 670	3 530 979	0,047	0,345	0,71
47	Челябэнерго	3 427 819	3 257 369	0,050	0,348	0,71
48	Мариэнерго	797 497	742 790	0,069	0,367	0,69
49	Амурские ЭС	2 086 468	1 898 287	0,090	0,388	0,68
50	Южно-Якутские ЭС	638 889	573 819	0,102	0,400	0,67
51	Вологдаэнерго	2 283 283	2 049 795	0,102	0,400	0,67
52	Владимирэнерго	1 664 537	1 491 738	0,104	0,402	0,67
53	Курганэнерго	2 038 789	1 786 481	0,124	0,422	0,66
54	Тверьэнерго	2 837 190	2 471 540	0,129	0,427	0,65
55	Бурятэнерго	1 905 207	1 645 793	0,136	0,434	0,65
56	Свердловэнерго	4 189 492	3 563 303	0,149	0,448	0,64
57	Ставропольэнерго	2 975 572	2 497 522	0,161	0,459	0,63
58	Кубаньэнерго	5 778 959	4 833 100	0,164	0,462	0,63
59	Северо-Осетинский филиал	782 083	645 944	0,174	0,472	0,62
60	Кировэнерго	2 187 474	1 778 531	0,187	0,485	0,62
61	МОЭСК (Московская область)	10 899 839	8 750 630	0,197	0,495	0,61
62	Белгородэнерго	3 601 737	2 823 055	0,216	0,514	0,60
63	Карелэнерго	1 438 585	1 115 067	0,225	0,523	0,59
64	Ингушский филиал	231 184	178 181	0,229	0,527	0,59
65	Оренбургэнерго	3 204 864	2 437 573	0,239	0,538	0,58
66	Карачаево-Черкесский филиал	668 724	499 378	0,253	0,551	0,58
67	Кабардино-Балкарский филиал	826 301	604 065	0,269	0,567	0,57

Источник: составлено авторами на основе данных Росстата

Сравнительный анализ эффективности электросетевых компаний

Результаты аппроксимации по сформированной модели регрессии характеризуют подконтрольные расходы компаний на уровне средней эффективности по выборке. Как уже отмечалось выше, к компаниям с уровнем эффективности выше среднего относятся компании, у которых фактические подконтрольные расходы ниже, чем рассчитанные по модели регрессии.

В соответствии с данным критерием к компаниям с уровнем эффективности подконтрольных расходов выше среднего могут быть отнесены 36 компаний или 54 % от всей выборки. Пороговое значение коэффициента эффективности, соответствующее нулевому отклонению фактических расходов от уровня аппроксимации по регрессионной модели, составляет 74 % (средний коэффициент эффективности по выборке). Компании с

коэффициентами эффективности, близкими по значению к среднему показателю эффективности подконтрольных расходов – Алтайэнерго и Хакасэнерго.

Компании с коэффициентом эффективности ниже среднего значения относятся к числу «неэффективных». Общее число «неэффективных» компаний (с фактическими расходами выше уровня аппроксимации) составляет 29 компаний или 43 % от всей выборки.

Авторы исследования обращают внимание, что полученные коэффициенты, характеризуют эффективность подконтрольных расходов электросетевых компаний только с учетом влияния 3 факторов (трансформаторная мощность подстанций, протяженность линий электропередачи, величина среднемесячной заработной платы в регионе деятельности компании). Существенное влияние на величину подконтрольных расходов могут оказывать климатические факторы, плотность населения, уровень урбанизации. Однако выявление конкретных показателей, характеризующих это влияние на величину подконтрольных расходов, является темой отдельных исследований.

На основании сформированной линейки эффективности можно оценить возможный потенциал снижения расходов для каждой электросетевой компании (с точки зрения среднего или максимального уровней эффективности по выборке), с учетом рассматриваемых в модели факторов. Например, по Кабардино-Балкарскому филиалу МРСК Северного Кавказа достижение среднего по выборке уровня эффективности (74 %) с точки зрения соотношения между расходами и мощностью трансформаторных подстанций, длиной линий электропередач и среднемесячной заработной платой) возможно при сокращении фактических расходов на 26,9 % (показатель относительного отклонения от результатов аппроксимации по модели).

Граница эффективности подконтрольных расходов соответствует величинам подконтрольных расходов с эффективностью, равной 1. Расчет значений границы эффективности производится на основании трехфакторного уравнения регрессии с учетом поправки $\min(\Delta \text{ПР}) = -0,298$. Сравнение границы эффективности подконтрольных расходов с фактическими и аппроксимированными подконтрольными расходами приведено на рисунке 1.

Определение эталонных показателей подконтрольных расходов

Тарифное регулирование электросетевых компаний по методу эталонных расходов, переход к которому планирует ФАС, по мнению авторов исследования, должно основываться не на удельных показателях, а на абсолютных показателях, так как на удельные затраты электросетевых компаний оказывает влияние эффект масштаба – удельные затраты (на 1 кВт·ч объема передачи, на 1 условную единицу обслуживания электрических сетей и подстанций) у крупных электросетевых компаний значительно ниже, чем у компаний с меньшими объемами передачи и обслуживаемого оборудования.

Установление эталонных подконтрольных расходов электросетевых компаний на уровне средних значений, рассчитанных с учетом факторов, влияющих на подконтрольные расходы, может привести к увеличению подконтрольных расходов (и, соответственно, тарифов на передачу электрической энергии) в регионах, где подконтрольные расходы электросетевых компаний ниже среднего уровня.

Установление эталонных подконтрольных расходов на «границе эффективности» может привести к ухудшению финансового положения большинства электросетевых организаций.

По мнению авторов исследования, с помощью метода эталонных расходов следует в первую очередь осуществить тарифное регулирование электросетевых компаний, у которых эффективность подконтрольных расходов менее среднего показателя, с целью их приведения к

среднему уровню базового периода. Возможно, это приведение следует осуществлять постепенно в течение нескольких лет.

В будущем расчет модели подконтрольных расходов, являющейся основой для расчета эталонных затрат, должен быть актуализирован. В идеале для эталонных затрат могут быть применены величины подконтрольных затрат, рассчитанных на границе эффективности.

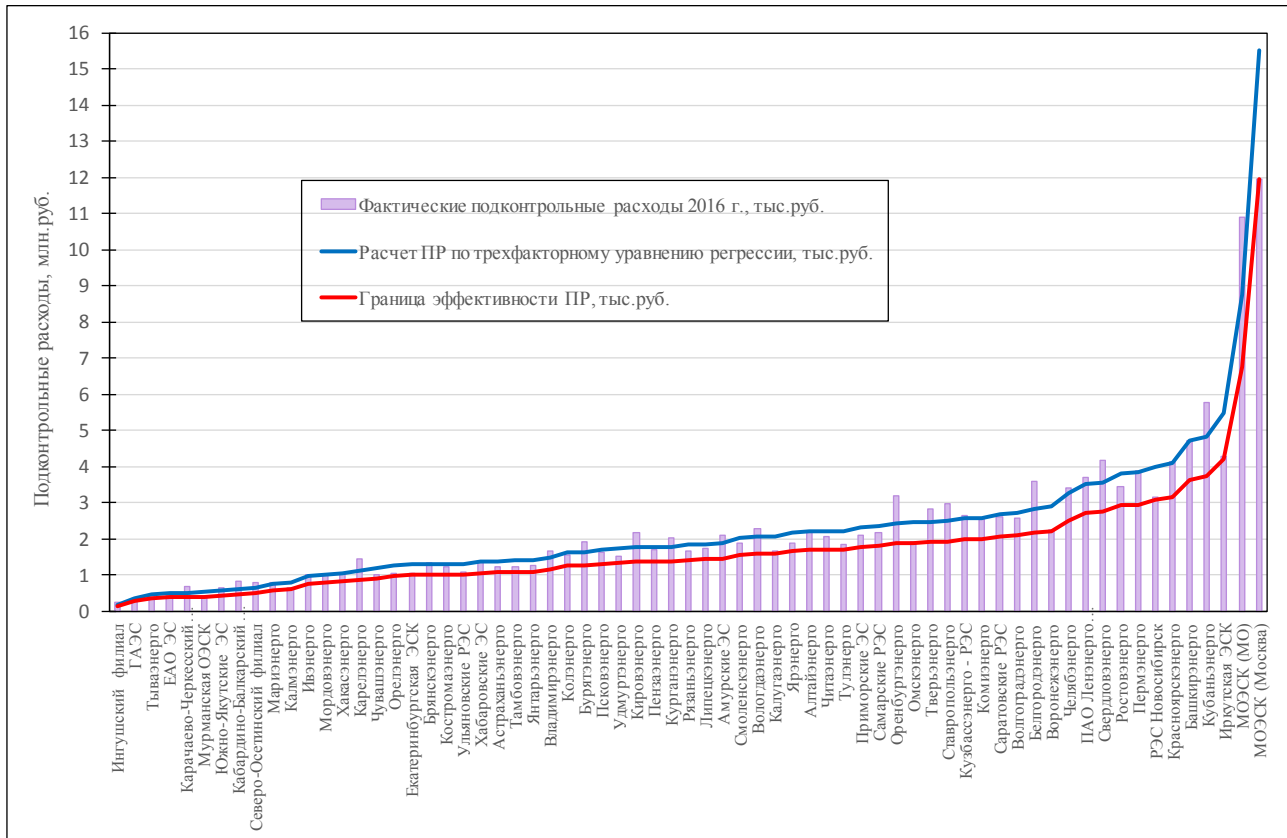


Рисунок 1. Подконтрольные расходы электросетевых компаний в 2016 году (источник: составлено авторами на основе данных Федеральной службы статистики)

Вывод

На основании сформированной модели авторами исследования был выполнен сравнительный анализ эффективности крупнейших электросетевых компаний Российской Федерации, определен возможный потенциал повышения эффективности подконтрольных расходов для выборки, состоящей из 67 компаний с использованием эконометрического метода.

Предложенная авторами исследования регрессионная модель подконтрольных расходов учитывает 3 параметра:

- суммарная мощность трансформаторных подстанций;
- суммарная длина линий электропередачи;
- среднемесячная заработная плата в регионе деятельности компании (филиала).

Выявление конкретных показателей, характеризующих влияние на величину подконтрольных расходов климатических факторов, плотности населения, уровня урбанизации является темой отдельных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Репетюк С. В., Файн Б. И., Мозговая О. О., Регулирование деятельности по технологическому присоединению потребителей к электрическим сетям: российский и мировой опыт // Экономическая политика – 2016 г. №1 – С. 61-78.
2. Темная О. В., Трегубова Е. А., Файн Б. И. Вопросы применения зарубежного опыта бенчмаркинга затрат для регулирования тарифов электросетевых компаний в России // сборник материалов XIX Всероссийской научно-практической конференции "Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития" – 2017.
3. Файн Б. И., Мозговая О. А. Исследование опыта Великобритании по прогнозированию развития электросетевого комплекса // Интернет-журнал «Наукovedение» – 2016. – т.8, №6.
4. Юнусов Л. А., Файн Б. И. Актуальные задачи тарифной политики в распределительном электросетевом комплексе // «Научные труды Вольного экономического общества России». – 2017. – Т. 204. – С. 462-477.
5. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Final Report // WIKConsult, 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.

Repetyuk Sergey Vyacheslavovich

The Russian Presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: repetyuk-sv@ranepa.ru

Mozgovaya Oksana Olegovna

The Russian Presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: mozgovaya-oo@ranepa.ru

Temnaya Olga Valerevna

The Russian Presidential academy of national economy and public administration, Russia, Moscow
E-mail: temnaya-ov@ranepa.ru

Russian electricity networks benchmarking based on the econometric approach

Abstract. The article presents the results of Russian regional electricity networks econometric benchmarking. The main stages of the applied methodology are described. Cost-drivers for approximation of regional electric networks influenceable costs are determined. Beta and coefficients of the designed three-factor power approximation equation are shown. The equation stability is estimated. The cost effectiveness ratios of Russian regional electricity networks are calculated.

Keywords: benchmarking; state regulation; international experience; infrastructure; effectiveness ratios; distribution electricity networks; yardstick maintenance manageable costs