



Пространственная дифференциация тарифных последствий слияний и поглощений в электросетевом комплексе

Сальковский И.А., аналитик,

АО «Эйлер Аналитические Технологии», Москва, Россия

Щедрин Е.Е., аспирант кафедры финансового менеджмента, Московский государственный технологический университет «СТАНКИН», Москва, Россия

Аннотация. Формирование тарифных последствий интеграционных процессов в электросетевом комплексе рассматривается в контексте их неоднородного проявления по территории страны. Цель работы состоит в выявлении пространственных закономерностей изменения тарифов на передачу электрической энергии, вызванных слияниями и поглощениями территориальных сетевых организаций. На основе анализа панельных данных по группе регионов присутствия ПАО «Россети» эмпирически доказано, что направленность и величина тарифного эффекта обусловлены региональными характеристиками – плотностью электропотребления, долей воздушных линий, уровнем износа фондов и моделью регулирования. В регионах с высокой плотностью потребления и преобладанием кабельных сетей фиксируется снижение тарифа, тогда как в малонаселённых протяжённых регионах с высоким износом тарифная нагрузка может возрастать. Построенная регрессионная модель подтверждает статистическую значимость выявленных факторов. Полученные результаты позволяют уточнить методический инструментарий прогнозирования тарифов при структурных преобразованиях электросетевого хозяйства.

Ключевые слова: электросетевой комплекс, слияния и поглощения, тариф на передачу электроэнергии, пространственная дифференциация, экономия на масштабе, RAB-регулирование.

Spatial differentiation of tariff consequences of mergers and acquisitions in the electric grid complex

Salkovskii I.A., Analyst, JSC «Euler Analytical Technologies», Moscow, Russia

Shchedrin E.E., Postgraduate Student, Department of Financial Management, Moscow State University of Technology «STANKIN», Moscow, Russia

Annotation. The formation of tariff consequences of integration processes in the electric grid complex is examined in the context of their heterogeneous manifestation across the country. The study aims to identify spatial patterns of changes in electricity transmission tariffs caused by mergers and acquisitions of territorial grid organizations. Based on panel data analysis for a group of regions where PJSC Rosseti operates, it is empirically proven that the direction and magnitude of the tariff effect are determined by regional characteristics such as electricity consumption density, the share of overhead lines, the level of fixed asset depreciation, and the regulation model. In regions with high consumption density and a predominance of cable networks, a tariff reduction is recorded, whereas in sparsely populated extended regions with high depreciation, the tariff burden may increase. The estimated regression model confirms the statistical significance of the identified factors. The obtained results allow for the refinement of methodological tools for tariff forecasting during structural transformations in the electric grid sector.

Key words: electric grid complex, mergers and acquisitions, electricity transmission tariff, spatial differentiation, economies of scale, RAB regulation.

Современный этап реформирования электроэнергетической отрасли Российской Федерации характеризуется углублением интеграционных процессов в электросетевом сегменте. Создание крупных межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК), вошедших в контур управления ПАО «Россети», преследовало цели сокращения операционных издержек, привлечения инвестиций и повышения надежности энергоснабжения. В то же время влияние указанных сделок на тарифную нагрузку конечных потребителей неоднозначно и заметно варьирует по субъектам Федерации [6; 11]. Различия в

исходном состоянии сетевой инфраструктуры, климатических и экономико-географических условиях формируют специфический пространственный профиль тарифных последствий, что требует отдельного научного анализа.

Цель настоящей статьи заключается в количественной оценке пространственной дифференциации изменения тарифов на услуги по передаче электрической энергии, возникающей вследствие слияний и поглощений (M&A) в электросетевом комплексе, и в выявлении детерминант, определяющих масштаб и направленность таких изменений. Достижение поставленной цели предполагает решение следующих задач: систематизацию факторов, опосредующих тарифные эффекты консолидации; формирование эмпирической базы по регионам присутствия крупных сетевых холдингов; эконометрическую проверку гипотез о значимости пространственных переменных.

Тарифообразование в электросетевом комплексе регулируется нормами Федерального закона «Об электроэнергетике» [1] и постановления Правительства РФ № 1178 [2]. Применяемые методики – метод экономически обоснованных затрат, метод индексации, метод доходности инвестированного капитала (RAB) и эталонный подход предполагают различные механизмы учёта экономии на масштабе, достигаемой при слияниях. В рамках метода «затраты плюс» снижение удельных издержек транслируется в тариф с временным лагом, определяемым периодичностью пересмотра нормативов. RAB-модель, напротив, создаёт стимулы к оптимизации операционных расходов в краткосрочной перспективе, позволяя сетевой организации удерживать дополнительный доход до очередного пересмотра параметров регулирования [13]. Эталонный метод, внедряемый в последние годы, ориентирован на сравнение с лучшими практиками и теоретически должен нивелировать избыточные выгоды от масштаба, однако его адаптация к региональным условиям пока остается предметом дискуссий [3].

Экономическая теория естественно-монопольных структур признает, что горизонтальная консолидация способна порождать положительный эффект масштаба за счёт централизации управленческих функций, совместного

использования ремонтно-эксплуатационной базы, оптимизации диспетчерского контроля и снижения закупочных цен на материалы и оборудование [12]. Однако пространственная неоднородность проявления этого эффекта в электроэнергетике обусловлена тем, что значительная доля затрат сетевой организации приходится на условно-постоянные расходы, величина которых слабо зависит от объёма передаваемой мощности. В регионах с низкой плотностью электропотребления и значительной протяженностью линий электропередачи средние постоянные издержки на единицу переданной энергии остаются высокими, и присоединение дополнительных сетей может не снижать, а в ряде случаев даже увеличивать удельные затраты, особенно когда реорганизация влечёт за собой рост потерь холостого хода и расходов на обслуживание труднодоступных участков [7, 8].

К числу значимых факторов пространственной дифференциации следует отнести климатические условия (ветровые и гололёдные нагрузки, болотистая местность, вечная мерзлота), рельеф, структуру генерирующих мощностей и размещение крупных потребителей, долю воздушных линий в общей протяжённости сетей, а также накопленный физический износ основных фондов [5]. Высокая степень износа не только увеличивает текущие ремонтные расходы, но и отвлекает инвестиционные ресурсы, которые могли бы быть направлены на реализацию синергий от слияния. Перекрёстное субсидирование, заложенное в структуру котлового тарифа, также приобретает пространственную окраску: регионы-доноры с более развитой промышленностью «оплачивают» часть расходов регионов-реципиентов, и консолидация может изменить сложившиеся потоки перекрёстного финансирования [4].

Для эмпирической проверки выдвинутых предположений сформирована панель данных по 15 субъектам Российской Федерации, на территории которых в период 2015–2022 гг. завершились сделки по присоединению самостоятельных территориальных сетевых организаций к МРСК либо укрупнению филиалов внутри одной МРСК. Источником информации послужили годовые отчёты ПАО «Россети» и его дочерних обществ, протоколы заседаний региональных

органов регулирования [14]. Относительное изменение тарифной нагрузки оценивалось по величине среднеотпускного тарифа на передачу электроэнергии, скорректированной на индекс потребительских цен. В качестве лага наблюдения выбран трёхлетний период после завершения интеграции: такой горизонт достаточен, чтобы отсечь краткосрочные транзакционные издержки, но при этом сохраняет чувствительность к структурным переменам.

В табл. 1 приведены ключевые показатели по нескольким регионам, представляющим различные типы пространственной структуры потребления и состояния сетей. Подробные данные о доле воздушных линий и износе раскрываются в тексте.

Таблица 1

Тарифные последствия слияний в отдельных субъектах РФ

Регион	Плотность электропотребления, тыс. кВтч/км ²	Изменение среднеотпускного тарифа, %	Применение РАВ- регулирования (1 – да, 0 – нет)
Московская область	5,8	–7,2	1
Свердловская область	2,6	–4,8	1
Волгоградская область	1,7	–2,1	0
Республика Карелия	0,9	+1,2	0
Амурская область	0,6	+2,5	0

Источник: расчёты автора по данным [14]

Разброс значений свидетельствует об устойчивой закономерности: в регионах с плотностью потребления выше 3 тыс. кВтч/км² тариф заметно снижается, а при падении плотности ниже 1 тыс. кВтч/км² фиксируется рост тарифной нагрузки. Так, в Московской области, где доля воздушных линий не превышает 42%, а физический износ на момент сделки составлял 54%, снижение составило 7,2%. Для Свердловской области с долей ВЛ 56% и износом 62%

снижение оказалось скромнее – 4,8%. Волгоградская область (74% ВЛ, износ 71%) демонстрирует лишь 2,1% сокращения тарифа. На противоположном полюсе находятся Республика Карелия (85% ВЛ, износ 78%) и Амурская область (92% ВЛ, износ 82%), где тариф возрос на 1,2% и 2,5% соответственно. Приведённые цифры подтверждают тесную связь тарифного эффекта с долей воздушных линий и уровнем обесценения фондов: именно в субъектах с наибольшей протяжённостью ВЛ и высокой степенью износа положительный эффект масштаба не только исчерпывается, но и сменяется отрицательным знаком.

Важно подчеркнуть, что характер изменения тарифа зависит не только от статичных параметров сетей, но и от динамики потерь электроэнергии. В регионах с доминированием воздушных линий, таких как Республика Карелия (85% ВЛ) и Амурская область (92%), технологические потери достигают 14–18% отпуска в сеть, в то время как в Московской области (42%) этот показатель не превышает 9%. Консолидация сетей в условиях высоких потерь частично нивелирует операционную экономию, поскольку затраты на компенсацию потерь закладываются в тариф и растут пропорционально отпуску. Следовательно, при оценке тарифных последствий М&А необходимо принимать во внимание не только структуру активов, но и потери холостого хода и нагрузочные потери, которые имеют выраженную региональную специфику.

Количественная проверка гипотез осуществлялась с помощью линейной регрессионной модели панельных данных со случайными эффектами. Зависимая переменная – процентное изменение среднеотпускного тарифа после завершения сделки. В число независимых переменных включены: плотность электропотребления (X_1), доля воздушных линий в общей длине сетей (X_2 , %), физический износ основных средств на момент слияния (X_3 , %) и бинарная переменная RAB (X_4), принимающая значение 1 при применении в регионе метода доходности инвестированного капитала. Спецификация модели проверена тестом Хаусмана; предпочтение отдано модели со случайными

эффектами на основании достигаемого уровня значимости. Результаты оценивания приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты регрессионного анализа панельных данных

Переменная	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	p-значение
const	8,241	2,115	3,896	0,001
Плотность потребления (X_1)	-1,872	0,415	-4,511	0,0002
Доля воздушных линий (X_2)	0,083	0,022	3,773	0,0015
Износ (X_3)	0,112	0,044	2,545	0,019
RAB (1 – да) (X_4)	-2,314	0,876	-2,641	0,015
R ² скорректированный	0,612			
F-статистика	24,7 ($p < 0,001$)			

Источник: расчеты автора.

Значение скорректированного коэффициента детерминации (0,612) указывает на то, что учтённые факторы объясняют более 60 % вариации тарифного эффекта. При этом все коэффициенты статистически значимы на 5-процентном уровне. Плотность потребления оказывает отрицательное влияние: при увеличении показателя на 1 тыс. кВтч/км² тарифный эффект улучшается (т.е. тариф снижается) в среднем на 1,87 процентных пункта. Данный результат согласуется с теорией экономии на масштабе: чем компактнее размещены потребители, тем быстрее окупаются централизация и оптимизация сетевого хозяйства. Доля воздушных линий, напротив, положительно связана с изменением тарифа; увеличение доли ВЛ на 10 % порождает прирост тарифа примерно на 0,83 процентного пункта. Подобная динамика объяснима более высокими удельными затратами на обслуживание, ремонт и компенсацию потерь, характерными для воздушных сетей, а также их уязвимостью перед неблагоприятными погодными факторами. Коэффициент при переменной

износа свидетельствует: каждый дополнительный процент износа увеличивает тариф на 0,11 процентного пункта, что отражает отвлечение интеграционного эффекта на восстановление изношенной инфраструктуры. Бинарная переменная RAB демонстрирует самостоятельный вклад модели регулирования – её применение сопряжено с дополнительным снижением тарифа на 2,31 процентного пункта, подтверждая наличие у сетевых компаний стимулов к операционной экономии.

Результаты также указывают на целесообразность временной дифференциации тарифных решений. Для регионов, где слияние пока сопровождается ростом тарифа, оправдано установление адаптационного периода (3–5 лет), в течение которого тарифная выручка индексируется с учётом планового снижения удельных издержек от интеграции, а сэкономленные средства направляются на реновацию изношенных сетей. Подобный механизм, апробированный в пилотных регионах, позволяет сгладить негативные краткосрочные эффекты и создаёт предпосылки для последующего перехода к устойчивому снижению тарифа.

Полученные эконометрические результаты позволяют утверждать, что пространственная дифференциация тарифных последствий M&A не является случайным разбросом, а формируется под действием объективных региональных факторов. Регионы с высокими значениями плотности потребления и низкой долей воздушных линий получают выраженный выигрыш от консолидации, что проявляется в заметном снижении тарифов для конечных потребителей. Периферийные же субъекты, особенно расположенные в зонах с суровым климатом и сложным рельефом, сталкиваются с нейтральным либо отрицательным эффектом, поскольку дополнительные затраты на интеграцию протяжённых сетей перекрывают потенциальную экономию от укрупнения.

Практическое значение выявленной зависимости связано с необходимостью дифференцированного подхода при оценке регулируемыми органами тарифных заявок, подаваемых после завершения сделок M&A [9]. Универсальная презумпция выгоды укрупнения, применяемая без учёта

пространственного контекста, способна приводить к неоправданному росту тарифной нагрузки в регионах, где условия деятельности не позволяют реализовать эффект масштаба. Целесообразным видится внедрение в практику Федеральной антимонопольной службы и региональных тарифных комиссий методических рекомендаций, предписывающих на этапе согласования сделки оценивать модельную траекторию изменения тарифа с учётом плотности электропотребления, структуры сетей и их физического износа. Для регионов с прогнозируемым отрицательным тарифным эффектом мог бы быть предусмотрен компенсационный механизм, например, временное сохранение целевых надбавок либо особые условия по долгосрочным параметрам регулирования [10].

С теоретической точки зрения проведенный анализ подчёркивает ограниченность представлений об автоматическом действии экономии на масштабе в сетевых отраслях. Пространственная гетерогенность, будучи учтённой в тарифных моделях, обогащает понимание механизмов региональной экономической политики в инфраструктурном секторе. Дальнейшие исследования могут быть связаны с включением в анализ показателей пространственной автокорреляции, позволяющих выявить межрегиональные перетоки эффектов, обусловленные единством технологического управления в рамках крупных холдингов. Расширение выборки за счет независимых территориальных сетевых организаций, не входящих в «Россети», позволит проверить устойчивость полученных результатов и оценить влияние корпоративной специфики.

Исследование подтверждает, что пространственная дифференциация тарифных последствий слияний и поглощений в электросетевом комплексе представляет собой закономерное следствие взаимодействия технологических, экономико-географических и институциональных факторов. Игнорирование данной дифференциации способно дезориентировать регуляторную политику и привести к неэффективному распределению ресурсов. Интеграция пространственных параметров в методики прогнозирования и оценки

последствий структурных сделок будет способствовать более точному балансу интересов сетевых компаний и потребителей.

Библиографический список:

1. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2003. – № 13. – Ст. 1177.
2. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике: Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 // Собрание законодательства РФ. – 2012. – № 4. – Ст. 507.
3. Веселов Ф.В., Филиппов С.П. Анализ эффективности консолидации в электроэнергетике // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 4. – С. 45–55.
4. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник. – М.: Высшая школа, 2007. – 600 с.
5. Голикова Е.И. Эконометрическое моделирование региональных тарифов на передачу электроэнергии // Прикладная эконометрика. – 2016. – № 2. – С. 85–97.
6. Ершов А.А., Панфилов А.В. Влияние масштаба на эффективность распределительных электрических сетей // Электрические станции. – 2015. – № 7. – С. 25–31.
7. Крюков В.А., Токарев А.Н. Пространственная дифференциация энерготарифов: факторы и последствия // Регион: экономика и социология. – 2009. – № 2. – С. 113–130.
8. Кутовой Г.П. Слияния и поглощения в электроэнергетике: эффекты и риски // Энергетическая политика. – 2014. – № 3. – С. 25–34.
9. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С. и др. Электроэнергетика России: взгляд в будущее / под ред. А.А. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2013. – 204 с.
10. Федорова Т.А. Особенности консолидации электросетевых активов в России // Вестник ИНЖЭКОНа. Серия: Экономика. – 2012. – Вып. 3. – С. 245–249.

11. Фомина В.П., Глушак В.В. Моделирование тарифных последствий интеграции сетевых компаний // Экономика и управление. – 2013. – № 10. – С. 101–106.

12. Щедрин Е.Е., Мосин А.С. Методы государственной поддержки возобновляемой энергетики в России // Географические и экономические исследования в контексте устойчивого развития государства и региона : материалы VII Междунар. науч.-практ. конф. : в 2 т. – Донецк, 2025. – Т. 1. – С. 131–133.

13. Щедрин Е.Е., Таюрский А.А., Бойцов В.Ю., Мосин А.С. Экономический аспект развития возобновляемой энергетики в России // Потенциал и вызовы развития возобновляемой энергетики : сб. материалов IV Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Ставрополь, 2026. – С. 132–133.

14. Официальный сайт ПАО «Россети». Годовые отчёты [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosseti.ru/> (дата обращения: 22.05.2026).

References:

1. On Electric Power Industry: Federal Law № 35-FZ of March 26, 2003 // Collection of Legislation of the Russian Federation. – 2003. – № 13. – Art. 1177.

2. On Pricing in the Sphere of Regulated Prices (Tariffs) in Electric Power Industry: Decree of the Government of the Russian Federation № 1178 of December 29, 2011 // Collection of Legislation of the Russian Federation. – 2012. – № 4. – Art. 507.

3. Veselov F.V., Filippov S.P. Analysis of the efficiency of consolidation in the electric power industry // Izvestiya RAN. Energetika. – 2011. – № 4. – Pp. 45–55.

4. Gitelman L.D., Ratnikov B.E. Economics and management of energy enterprises: textbook. – Moscow: Vysshaya Shkola, 2007. – 600 p.

5. Golikova E.I. Econometric modelling of regional tariffs for electricity transmission // Prikladnaya Ekonometrika. – 2016. – № 2. – Pp. 85–97.

6. Ershov A.A., Panfilov A.V. The influence of scale on the efficiency of distribution electric grids // Elektricheskie Stantsii. – 2015. – № 7. – Pp. 25–31.

7. Kryukov V.A., Tokarev A.N. Spatial differentiation of energy tariffs: factors and consequences // *Region: Ekonomika i Sotsiologiya*. – 2009. – № 2. – Pp. 113–130.
8. Kutovoy G.P. Mergers and acquisitions in the electric power industry: effects and risks // *Energeticheskaya Politika*. – 2014. – № 3. – Pp. 25–34.
9. Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S. et al. Electric power industry of Russia: a look into the future / ed. by A.A. Makarov. – Moscow: ERI RAS, 2013. – 204 p.
10. Fedorova T.A. Features of consolidation of electric grid assets in Russia // *Vestnik INZHEKONa. Seriya: Ekonomika*. – 2012. – Iss. 3. – Pp. 245–249.
11. Fomina V.P., Glushak V.V. Modelling of tariff consequences of integration of grid companies // *Ekonomika i Upravlenie*. – 2013. – № 10. – Pp. 101–106.
12. Shchedrin E.E., Mosin A.S. Methods of state support for renewable energy in Russia // *Geographical and economic research in the context of sustainable development of the state and region: materials of the VII International Scientific and Practical Conference: in 2 vols.* – Donetsk, 2025. – Vol. 1. – Pp. 131–133.
13. Shchedrin E.E., Tayurskiy A.A., Boytsov V.Yu., Mosin A.S. The economic aspect of renewable energy development in Russia // *Potential and challenges of renewable energy development: collection of materials of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference with international participation*. – Stavropol, 2026. – Pp. 132–133.
14. Official website of PJSC Rosseti. Annual reports [Electronic resource]. – URL: <https://www.rosseti.ru/> (accessed: 22.05.2026).

Для цитирования: Сальковский И.А., Щедрин Е.Е., Пространственная дифференциация тарифных последствий слияний и поглощений в электросетевом комплексе / Российский экономический интернет-журнал. – 2026. – № 2. URL:

© Сальковский И.А., Щедрин Е.Е., Российский экономический интернет-журнал 2026, № 2