

Оценка некоторых тарифных последствий объединения электросетевого комплекса России

Мозговая О.О., Шеваль Ю.В.

Консолидация электросетевого комплекса проводится при поддержке Правительства РФ с 2014 г. Она призвана сократить количество сетевых организаций и за счет этого привести к снижению тарифной нагрузки на потребителей. Несмотря на завершение в 2017 г. первого этапа консолидации, оценка ее тарифных последствий до сих пор не проводилась. Отчасти возможность проведения такой оценки ограничена отсутствием информации о консолидации и особенностями законодательства в сфере установления тарифов на передачу электроэнергии.

В статье представлен разработанный подход к оценке влияния, оказываемого консолидацией на совокупные региональные издержки на передачу электроэнергии, базирующийся на необходимости соблюдения условия субаддитивности затрат на естественно-монопольных рынках. В качестве индикаторов эффекта, оказываемого консолидацией на совокупные региональные издержки на содержание электрических сетей, предложено использовать удельные показатели операционных (подконтрольных) расходов, прочих (неподконтрольных) расходов, а также совокупных расходов сетевых организаций, участвующих в консолидации. В результате анализа данных за 2015–2020 гг. по Вологодской области, Республике Бурятия и Удмуртской Республике было выявлено, что консолидация электросетевых активов в краткосрочном периоде не привела к снижению совокупных региональных издержек на передачу электроэнергии. Это может быть как следствием отсутствия эффекта субаддитивности затрат на региональных рынках услуг по передаче электроэнергии, так и следствием особенностей государственного регулирования тарифов. Результаты консолидации в Вологодской области позволяют предположить наличие отложенного положительного эффекта от объединения электросетевых активов в среднесрочном периоде.

Мозговая Оксана Олеговна – директор Центра организации научной деятельности и управления проектами Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. E-mail: mozgovaya-oo@ganepa.ru
Шеваль Юлия Владимировна – ведущий эксперт Центра экономических исследований инфраструктурных отраслей Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. E-mail: sheval-yv@ganepa.ru

Статья получена: 15.07.2021/Статья принята 25.11.2021.

Предложенный подход может быть использован в качестве инструмента оценки тарифных последствий как отдельных кейсов консолидации, так и при разработке мероприятий второго этапа консолидации.

Ключевые слова: консолидация; тарифные последствия; необходимая валовая выручка; издержки; субаддитивность; электросетевые активы.

DOI: 10.17323/1813-8691-2021-25-4-540-559

Для цитирования: Мозговая О.О., Шеваль Ю.В. Оценка некоторых тарифных последствий объединения электросетевого комплекса России. Экономический журнал ВШЭ. 2021; 25(4): 540–559.

For citation: Mozgovaya O.O., Sheval Y.V. Some Tariff Consequences Assessment of the Power Grid Industry Consolidation in Russia, HSE Economic Journal. 2021; 25(4): 540–559. (In Russ.)

Введение

Статья подготовлена в рамках выполнения научно-исследовательской работы государственного задания РАНХиГС.

Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 г. утверждена Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, которая определила основные направления повышения эффективности функционирования отрасли на перспективу до 2030 г. Среди основных инструментов реализации государственной политики названа консолидация электросетевого комплекса, которая предполагает, что ликвидация разрозненности рынка услуг по передаче электроэнергии приведет к снижению финансовой нагрузки на потребителей.

Процесс консолидации распределительного электросетевого комплекса России начался с введения особенностей ценообразования для моносетевых организаций (2014 г.) и критериев отнесения к территориальным сетевым организациям (далее – ТСО) (2015 г.). Сложившаяся к этому времени структура отрасли привела к росту тарифной нагрузки на потребителей. Этому способствовал котловой принцип формирования тарифа на передачу электроэнергии, означающий, что расходы всех ТСО, функционирующих в субъекте РФ, включаются в котловую необходимую валовую выручку (далее – котловая НВВ), формируя совокупные региональные издержки на передачу электроэнергии и единые региональные котловые тарифы на передачу электроэнергии. В результате в котловую НВВ попали расходы на осуществление дублирующих функций ТСО и затраты неэффективных ТСО, а также трансакционные издержки, связанные с организацией взаимодействия, как между ТСО, так и между сбытовыми компаниями и ТСО. Как следствие, доля сетевой составляющей в конечной цене на электроэнергию для потребителей, по некоторым оценкам, достигла 50%¹. Поэтому Стратегией развития электросетевого комплекса

¹ Рекомендации круглого стола Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Текущее состояние и перспективы развития электросетевого комплекса России. Основные пробле-

РФ² сокращение количества ТСО, функционирующих на рынке и участвующих в формировании котловой НВВ, рассматривается как фактор снижения совокупных издержек на передачу электроэнергии.

Концепция снижения совокупных издержек на передачу электроэнергии в результате сокращения количества функционирующих на рынке ТСО базируется на таких свойствах естественной монополии, как субаддитивность издержек и эффект масштаба производства. Как следует из положений экономической теории, необходимым условием естественно-монопольного рынка является положительная отдача от эффекта масштаба производства. Это означает, что на естественно-монопольном рынке по мере роста выпуска продукции будет наблюдаться возрастающая отдача от масштаба производства и происходить снижение средних затрат [Милль, 1980; Маршалл, 1993; Clark, 1923; Шерер, Росс, 1997, с. 94].

В соответствии с Федеральным законом РФ от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» деятельность по оказанию услуг по передаче электроэнергии отнесена к естественно-монопольной, подлежащей государственному регулированию³. В ст. 3 данного закона естественная монополия определяется как состояние товарного рынка, характеризующееся совокупностью признаков, в том числе наличием эффекта масштаба производства, возникающего в силу технологических особенностей отрасли. Стоит отметить, что данное в российском законодательстве определение естественной монополии, использующее в качестве основного индикатора снижение средних издержек на единицу товара при увеличении объема производства, несколько отстает от современных теоретических взглядов на сущность естественной монополии, на что справедливо в своих работах указывают Лившиц, Белоусова, Васильева [Лившиц, Васильева, 2017; Белоусова, Васильева, Лившиц, 2012]. Так, с 70-х годов XX в. под влиянием работ Баумоля, Панзара и Виллинга взгляды на понятие и природу естественных монополий начали трансформироваться. Они пришли к выводу, что для естественной монополии не обязательно наличие экономии от масштабов производства при всех уровнях выпуска продукции (работ, услуг), но для нее характерна субаддитивность издержек при всех уровнях выпуска продукции (работ, услуг) [Baumol, 1982]. Это означает, что для естественной монополии при любом объеме выпуска продукции (работ, услуг) издержки производства одной единственной фирмы будут ниже, чем совокупные издержки двух и более фирм. Для отрасли в целом субаддитивность издержек естественной монополии можно воспринимать как положительную отдачу от эффекта масштаба.

Если исходить из того, что деятельности по передаче электроэнергии присуща субаддитивность издержек, то реализация политики государства, направленная на стимулирование консолидации распределительных сетевых активов, представляется экономически оправданной. Вместе с тем, несмотря на формальное завершение в 2017 г. первого этапа консолидации, следует констатировать, что до сих пор оценка тарифных последствий консолидации не проводилась. Единственным показателем, оценивающим резуль-

мы и пути их преодоления» (<http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/15508828/>) (Дата обращения: 19.08.2020 г.)

² Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р (ред. от 29.11.2017 г.)

³ Федеральный закон от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» (ред. от 29.07.2017 г.).

таты консолидации, предусмотренным Стратегией развития электросетевого комплекса РФ и активно используемым на практике, по-прежнему остается сокращение количества функционирующих на рынке ТСО. Так, установление формальных признаков (критериев), по которым организация могла быть отнесена к ТСО и получить право на участие в формировании котловой НВВ региона, привело к сокращению количества ТСО на 43,4% (с 2867 до 1623 организаций) за период 2014–2020 гг., обеспечив достижение целевых показателей первого этапа консолидации. Однако снижение количества ТСО, функционирующих на рынке, не дает ответа на вопрос, было ли это эффективно с точки зрения снижения тарифной нагрузки на потребителей.

Учитывая, что спрос на электроэнергию неэластичен по цене в краткосрочном периоде [Куковеров, 2019; Csereklyei, 2020; Wang, Mogi, 2017] и имеет низкую эластичность в долгосрочном периоде [Paul, Myers, Palmer, 2009], а услуги по передаче электроэнергии не имеют в большинстве случаев субституты, исследование вопроса о влиянии консолидации электросетевого комплекса на тарифы по передаче электроэнергии позволит оценить степень воздействия процесса консолидации на повышение эффективности функционирования отрасли и даст четкие ориентиры всем заинтересованным сторонам в отношении целесообразности дальнейшей консолидации отрасли.

Стоит отметить, что оценка тарифных последствий осложняется рядом серьезных проблем. Прежде всего, консолидация электросетевых активов в российской практике проходит с использованием различных форм, не все из которых могут привести к возникновению положительного для отрасли эффекта от субаддитивности издержек. Анализируя российский опыт консолидации электросетевых активов, можно выделить несколько аспектов консолидации: вовлечение электросетевых активов региона в единое эксплуатационное и ремонтное обслуживание (путем приобретения, аренды, безвозмездного временного или постоянного пользования и пр.); приобретение одной ТСО акций другой ТСО; намерение холдинга ПАО «Россети» по переходу межрегиональных электросетевых компаний на единую акцию. К возникновению положительного для отрасли эффекта от субаддитивности издержек может привести только тот вид консолидации, при котором консолидируются активы, ранее участвовавшие в формировании котловой НВВ, а консолидируемая сетевая компания уходит с рынка.

Другая проблема оценки связана с отсутствием информации о консолидированных ТСО и объемах консолидированного оборудования и понесенных расходов на консолидацию, что не позволяет однозначно выделить объем консолидируемых активов и связанных с ним расходов ТСО. Кроме того, долгосрочный характер регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии (предусматривающий определение базовых значений значительной части НВВ на содержание сетей ТСО и условия их корректировки исходя из объема обслуживаемого оборудования) делает необходимым проведение оценки эффекта от консолидации электросетевого комплекса, в том числе за период, выходящий за рамки долгосрочного периода регулирования.

Наконец, субъективный подход региональных регулирующих органов к установлению экономически обоснованных расходов ТСО (обусловленный, в том числе, наличием ограничений в виде предельного уровня тарифов на услуги по передаче) может оказывать значительное влияние на величину утверждаемых расходов различных ТСО.

Абстрагируясь от исследования вопроса влияния, оказываемого многообразием форм и видов консолидации на тарифы по передаче электроэнергии, в данной статье

предложен подход к оценке тарифных последствий того вида консолидации электросетевого имущества, который удовлетворяет условиям возникновения положительного эффекта от субаддитивности затрат. Иными словами, в статье изучен вопрос, сможет ли консолидация электросетевых активов дать потребителям выгоду от экономии совокупных региональных издержек на передачу электроэнергии.

В следующих разделах статьи мы кратко обсудим условие наличия положительного эффекта от субаддитивности издержек в естественно-монопольной отрасли, а также оценим возможность его применения для оценки тарифных последствий консолидации электросетевого комплекса. Основываясь на особенностях законодательства РФ в сфере установления тарифов на передачу электроэнергии и специфике раскрываемой субъектами рынка информации, мы предложим подход к оценке тарифных последствий консолидации электросетевого комплекса. Кроме того, на примере кейсов мы определим, как консолидация электросетевого комплекса отразилась на тарифной нагрузке на потребителей.

1. Субаддитивность как признак естественной монополии

В научной литературе выявление субаддитивности издержек на отраслевых рынках выступает в качестве аргумента в защиту естественно-монопольной структуры этих рынков. Субаддитивность затрат существует тогда, когда одна фирма может производить товары по более низким ценам, чем две и более специализированные фирмы. Иными словами, субаддитивность затрат означает, что на рынке дешевле иметь одну фирму, производящую любую комбинацию и количество продукции, поставляемой на рынок.

Допустим, фирма производит какое-то количество товаров $q = (q_1, \dots, q_n)$ с использованием издержек, выраженных функцией затрат. Если для простоты описания мы опустим другие аргументы и представим функцию стоимости для одной фирмы, действующей на рынке, как $C(Q)$, а функцию затрат для i -й фирмы, функционирующей на рынке совместно с другими компаниями рынка, как $C_i(q_i)$, то субаддитивность затрат отрасли будет описываться неравенством [Baumol, 1977]:

$$(1) \quad C(Q) < \sum_{i=1}^n C_i(q_i),$$

при условии, что $\sum q_i = Q$.

В 1982 г. Баумоль, Панзар и Виллинг в целях проверки наличия субаддитивности издержек на локальных отраслевых рынках предложили оценивать планируемую структуру издержек производства в каждой точке данных. Они показали, что в случае однопродуктовой отрасли наличие экономии от эффекта масштаба производства является достаточным условием для получения потребителями выгод от существования в отрасли естественной монополии. При этом, экономия от масштаба производства присутствует в случае, если отношение средних издержек производства к предельным затратам (C_q) выше единицы:

$$(2) \quad S(q) = \frac{C(q)}{qC_q} > 1.$$

В случае мультипродуктовой отрасли выгоды потребителя от существования в отрасли естественной монополии возникают при соблюдении двух условий: наличия экономики от масштаба производства, определяемой по формуле Панзара, и подтверждения выпуклости функции затрат производства нескольких товаров ($C(q)$):

$$(3) \quad S(q) = \frac{C(q)}{\sum q_j C_j(q)_q} > 1,$$

где q представляет собой совокупный объем производства нескольких видов товара $q = (q_1, \dots, q_n)$, а $C_i(q_i)$ отражает маржинальные затраты производства j -го товара [Gordon, Gunsch, Pawluk, 2003].

Прямую проверку субаддитивности издержек двухпродуктовой отрасли, на которой равный доступ к технологии имеют все фирмы, предложили в 1984 г. Эванс и Хекман [Evans, Heckman, 1984]. Оценивая субаддитивность издержек, Эванс и Хекман сравнили фактическую структуру затрат действующей в отрасли фирмы с альтернативной структурой затрат, которая могла бы иметь место в случае, если бы в отрасли функционировало n -количество фирм (на примере $n = 2$). При этом накладываются два ограничения:

- ни одна фирма в альтернативной конфигурации отрасли не может производить продукции меньше, чем минимальный объем выпуска существующей фирмы в имеющихся наблюдениях;
- совокупный объем выпуска продукции в альтернативной конфигурации отрасли не может превышать объем выпуска существующей фирмы в имеющихся наблюдениях.

Если степень субаддитивности по Эвансу и Хекману, оцениваемая в каждый момент времени, отрицательна, то в структуре затрат рынка наблюдается субаддитивность издержек. Если на всей допустимой области степень субаддитивности будет меньше нуля, то для заданных объемов производства продукции функция издержек субаддитивна, следовательно, на представленном рынке выгоднее сохранять естественную монополию. В 1991 г. Дьюверт подверг критике модель определения степени субаддитивности издержек, предложенную Эвансом и Хекманом, указав на то, что она не удовлетворяет требованию о снижении объемов производства [Diewert, Wales, 1991].

Впоследствии был проведен целый ряд исследований, изучающих субаддитивность затрат как на рынке услуг по передаче электроэнергии, так и в других отраслях (телекоммуникации, транспортировка газа, водоснабжение, электроэнергетика и т.д.). Однако окончательного решения вопроса по оценке субаддитивности (степени) затрат в отраслях нет. Исследования инфраструктурных отраслей различных стран и товаров демонстрируют вариативность наличия в этих отраслях субаддитивности издержек. В частности, эмпирическое исследование Эванса и Хекмана в 1983–1984 гг. показало отсутствие в телекоммуникационной отрасли США субаддитивности затрат. Аналогичное исследование, проведенное Гордоном, Гунш и Паулюк в сфере передачи природного газа в Канаде, показало наличие субаддитивности издержек в отрасли [Gordon, Gunsch, Pawluk, 2003].

В свою очередь, исследование Гото показывает, что электроэнергетические компании Японии демонстрируют экономию от масштаба производства в сегменте передачи и распределения электроэнергии и субаддитивность издержек от вертикальной интеграции генерации и передачи электроэнергии [Goto, Tomohiro, Toshiyuki, 2013].

В России нет большого количества исследований на данную тему. В 2018 г. Куковеровым подтверждена характерная для естественной монополии экономия от масштаба производства на рынке услуг по передаче электроэнергии [Куковеров, 2017]. Результаты исследования базировались на кросс-секционных данных за 2016 г. по 52 региональным филиалам ТСО, входящим в холдинг ПАО «Россети», и выявили зависимость: чем крупнее компания, тем более выражена экономия от масштаба производства. Данное исследование, во-первых, не учитывает региональный характер рынка услуг по передаче и не оценивает наличие эффекта от масштаба производства в рамках региональных рынков по передаче электроэнергии, а во-вторых, оценивает эффект масштаба в одной точке данных. Оценку субаддитивности издержек рынка услуг по передаче электрической энергии целесообразно осуществлять за длительный период времени в рамках региональных рынков, поскольку именно в рамках регионального рынка ТСО (имеющие равный доступ к технологии) будут иметь схожие условия функционирования и стоимость используемых ресурсов (капитал, труд и др.).

По нашему мнению, положение о субаддитивности издержек естественно-монопольной отрасли может быть использовано для оценки тарифных последствий консолидации электросетевого комплекса, поскольку консолидация, предполагающая сокращение количества ТСО на региональном рынке, должна приводить к снижению совокупных региональных издержек на передачу электроэнергии в результате действия положительного эффекта от масштаба производства и субаддитивности издержек. Однако в условиях наличия определенных ограничений в отношении имеющейся информации, специфики электросетевого комплекса и особенностей тарифного регулирования требуется разработка подходов к оценке эффекта, оказываемого консолидацией электросетевого комплекса на совокупные региональные издержки.

2. Подход к оценке тарифных последствий консолидации

Методологический подход к количественной оценке тарифных последствий консолидации определяется спецификой электросетевого комплекса России и особенностями законодательства в сфере установления тарифов на передачу электроэнергии.

В связи с тем, что российский рынок услуг по передаче электроэнергии носит региональный характер и предполагает установление единых региональных котловых тарифов на передачу электроэнергии в каждом субъекте РФ, эффект от консолидации будет наблюдаться на уровне региона. Поскольку консолидация оказывает влияние только на ТСО, участвующие в этом процессе, можно предположить, что независимо от того, какое количество ТСО участвует в формировании котловой НВВ, эффект от консолидации электросетевых активов можно оценить, исследуя функцию затрат ТСО, непосредственно участвующих в консолидации активов.

Обозначим ТСО, консолидирующую активы, как ТСО А, а ТСО, активы которой консолидируются, как ТСО В. Тогда, исходя из формулы (1) на естественно-монопольном рынке услуг по передаче электроэнергии, на котором действует субаддитивность издер-

жек, в случае консолидации активов ТСО В (с последующим ее уходом с регионального рынка) на уровне региона положительный эффект консолидации будет выражаться неравенством

$$(4) \quad HBB_{codi}^A < HBB_{codi}^A + HBB_{codi}^B,$$

где HBB_{codi}^A – НВВ на содержание электрических сетей на период регулирования i после консолидации, утвержденная для ТСО А, консолидировавшей активы ТСО В; HBB_{codi}^A – НВВ на содержание электрических сетей ТСО А, консолидирующей активы ТСО В на период регулирования i (без учета консолидации); HBB_{codi}^B – НВВ на содержание электрических сетей ТСО В, электросетевые активы которой консолидируются, на период регулирования i (без учета консолидации).

Использование НВВ на содержание сетей в качестве функции затрат ТСО обусловлено целесообразностью исключения из состава совокупных издержек ТСО расходов на оплату технологических потерь, так как уровень потерь зависит от объема полезного отпуска (q)⁴ и состава электросетевого оборудования (у.е.), совокупные объемы которых в рамках региона в результате рассматриваемого вида консолидации не подвержены изменению ($Q' = Q$, $VE' = VE$, где Q и Q' – региональный объем полезного отпуска электроэнергии до и после консолидации, VE и VE' – совокупный объем электросетевого оборудования до и после консолидации). Кроме того, стоит подчеркнуть, что спрос на услуги по передаче электроэнергии, фактически выражающийся объемом котлового полезного отпуска Q , не оказывает влияния на расходы, связанные с содержанием и обслуживанием имеющегося электросетевого оборудования.

Специфика оказания услуг по передаче электроэнергии состоит в том, что функция затрат j -й ТСО не зависит от объема полезного отпуска электроэнергии (q^j). Фактором изменения издержек ТСО на содержание электрических сетей является количество принадлежащих и обслуживаемых ею электросетевых активов. Вследствие этого НВВ на содержание электрических сетей j -й ТСО (HBB_{codi}^j), утвержденную на i -й период регулирования, можно представить функцией затрат от объема обслуживаемых электросетевых активов, приведенного к условным единицам обслуживания (у.е.):

$$(5) \quad HBB_{codi}^j = f_i^j(ye_i^j).$$

Это означает, что объем электросетевых активов является одним из наиболее значимых показателей, позволяющих оценить процесс консолидации. Поэтому при допущении, что методика пересчета электросетевого хозяйства в условные единицы оборудования в рассматриваемом периоде не изменялась, оценка изменения издержек на пере-

⁴ Котловой полезный отпуск электроэнергии конечным потребителям региона не равен сумме полезных отпусков ТСО из-за технологических особенностей оказания услуг по передаче электроэнергии.

дачу электрической энергии в результате консолидации активов исходя из удельных показателей затрат в расчете на единицу обслуживаемого электросетевого оборудования

$\left(HBB_{codi}^{yДi} = \frac{HBB_{codi}^j}{ye_i^j} \right)$ позволит нивелировать влияние колебаний полезного отпуска элек-

трической энергии и различий в качественном составе электросетевого оборудования ТСО А и ТСО В, участвующих в консолидации.

Оценка эффекта от консолидации электросетевого комплекса в России имеет ряд ограничений, связанных с особенностями законодательства в сфере установления тарифов на передачу электрической энергии. В частности, из-за того, что тарифы на услуги по передаче электроэнергии устанавливаются на долгосрочный период (5 лет), эффект от консолидации может проявиться лишь по окончании этого периода. Вместе с тем существующие серьезные ограничения в отношении информации, касающейся консолидированных ТСО, а также объемов консолидированного оборудования и понесенных расходов на консолидацию, зачастую не позволяют однозначно выделить объемы и расходы ТСО, непосредственно связанные с консолидацией активов вне зависимости от формы консолидации.

Кроме того, учитывая многообразие региональных факторов, принимаемых во внимание региональными регулирующими органами при установлении тарифов на передачу электрической энергии и оказывающих значительное влияние на величину утверждаемых расходов ТСО, прогнозирование на i -й период регулирования величины НВВ на содержание сетей ТСО, участвующих в консолидации, дает низкую точность прогноза.

Поэтому для оценки тарифных последствий консолидации мы предлагаем осуществлять сравнительную оценку приведенных к сопоставимым ценам суммарных значений НВВ на содержание электрических сетей, утвержденных для ТСО А и ТСО В на период регулирования, предшествующий консолидации $i-1$, $(HBB_{cod(i-1)}^A, HBB_{cod(i-1)}^B)$, и утвержденной НВВ на содержание электрических сетей для ТСО A' , консолидировавшей активы ТСО В, на i -й период регулирования после консолидации (HBB_{codi}^A) . Тогда формула (4) будет иметь вид

$$(6) \quad HBB_{codi}^{A'} < HBB_{cod(i-1)}^A, HBB_{cod(i-1)}^B.$$

Поскольку российский рынок услуг по передаче электроэнергии является однопродуктовой монополией, то, преобразуя формулу (6) с учетом положения о субаддитивности, сформулированного Баумолем для однопродуктовой отрасли в виде формулы (2), положительный эффект от консолидации, выражающийся снижением котловой НВВ, будет наблюдаться в случае, если средние удельные затраты ТСО A' $(HBB_{codi}^{yДА'})$ будут меньше средневзвешенных удельных издержек ТСО А и В до консолидации $(HBB_{cod(i-1)}^{yДА,В})$ при прочих равных условиях:

$$(7) \quad HBB_{codi}^{yДА'} < HBB_{cod(i-1)}^{yДА,В}.$$

В результате, влияние консолидации на совокупную величину региональной экономически обоснованной величины НВВ на содержание, учитываемой в составе котловой НВВ, при прочих равных условиях, можно описать системой уравнений:

$$(8) \quad \begin{cases} \text{если } HBB_{cod\ i}^{yDA'} < HBB_{cod\ i-1}^{A,B}, \text{ то котловая НВВ сократится;} \\ \text{если } HBB_{cod\ i}^{yDA'} = HBB_{cod\ i-1}^{A,B}, \text{ то котловая НВВ не изменится;} \\ \text{если } HBB_{cod\ i}^{yDA'} > HBB_{cod\ i-1}^{A,B}, \text{ то котловая НВВ увеличится.} \end{cases}$$

При этом интерпретация результатов анализа будет зависеть от динамики данного показателя по другим ТСО региона.

Исследуя эффект, оказываемый консолидацией электросетевых активов на совокупные издержки по передаче электроэнергии, важно понимать, что состав расходов, формирующих $HBB_{cod\ i}^j$, имеет различную степень зависимости от изменения объема обслуживаемых активов (Δue_i^j), порядок и период установления. Представим НВВ на содержание сетей ($HBB_{cod\ i}^j$) как сумму следующих групп расходов:

$$(9) \quad HBB_{cod\ i}^j = OPEX_i^j + PP_i^j + P_i^j + \Phi CK_i^j,$$

где $OPEX_i^j$ – подконтрольные операционные расходы; PP_i^j – прочие неподконтрольные расходы, представляющие собой совокупность разнородных статей затрат, состав которых зависит от применяемого для j -й ТСО метода регулирования тарифов⁵; P_i^j – группа расходов, динамика которых искажает величину экономически обоснованных расходов⁶; ΦCK_i^j – расходы на оплату услуг по передаче по сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Если подконтрольные операционные расходы ($OPEX_i^j$), базовый уровень которых устанавливается на долгосрочный период регулирования, ежегодно корректируются в результате изменения объема обслуживаемых активов Δue_i^j (связанного, в том числе, с консолидацией), то величина прочих неподконтрольных расходов (PP_i^j), объем которых определяется ежегодно, не имеет такой четкой зависимости от Δue_i^j . Влияние консолидации на PP_i^{yDj} во многом будет зависеть от формы консолидации (аренда, по-

⁵ Амортизационные отчисления или возврат инвестированного капитала; арендная плата; расходы на возврат и обслуживание заемных средств; доход на инвестированный капитал; иные расходы, подлежащие учету в составе НВВ на содержание сетей.

⁶ Недополученный по независимым причинам доход или избыток средств, полученный в предыдущем периоде; корректировки НВВ, предусмотренные методическими указаниями; изменение НВВ, производимое в целях сглаживания тарифов.

купка и пр.) и от позиции региональных регулирующих органов в отношении учета затрат j -й ТСО.

Поэтому эффект от консолидации электросетевых активов необходимо оценивать не только с позиции динамики изменения удельной величины совокупной НВВ на содержание сетей, но и с точки зрения изменения удельных показателей отдельных групп расходов: удельных величин подконтрольных и неподконтрольных расходов $OPEX_i^{yDj}$, PR_i^{yDj} и P_i^j . Учитывая, что $\PhiСК_i^j$ искажают величину экономически обоснованных расходов ТСО, в рамках проводимого исследования ее, как экзогенный фактор, необходимо исключить из состава HBB_{cod}^j при анализе влияния эффекта консолидации.

Исходя из принципов формирования расходов, предусмотренных действующим законодательством в сфере установления тарифов, становится очевидно, что наиболее наглядно влияние консолидации на издержки j -й ТСО можно проследить на изменении $OPEX_i^j$. В общем виде, независимо от применяемого метода регулирования, $OPEX_i^j$ можно представить в виде следующей формулы:

$$(10) \quad OPEX_i^j = OPEX_{i-1}^j \cdot I_i \cdot (1 - X^j) \cdot \left(1 + K_{эл} \cdot \frac{ye_i^j - ye_{i-1}^j}{ye_{i-1}^j} \right),$$

где I_i – индекс потребительских цен на очередной i -й период регулирования; X^j – индекс эффективности подконтрольных (операционных) расходов, устанавливаемый регулирующими органами для j -й ТСО на долгосрочный период; $K_{эл}$ – коэффициент эластичности $OPEX$ по количеству активов, установленный в размере 0,75.

Влияние консолидации на величину $OPEX$ определяется сравнением предельных $OPEX$ ТСО А ($\Delta OPEX_i^{yD A}$) в случае консолидации активов ТСО В в объеме ye_i^B и средних $OPEX$ ТСО В ($OPEX_i^{yD B}$) в случае отсутствия консолидации. При этом предельный $OPEX$ ТСО А ($\Delta OPEX_i^{yD A}$) в расчете на единицу обслуживаемого оборудования, рассчитывается по формуле

$$(11) \quad OPEX_i^{yD A} = \frac{\Delta OPEX_i^A}{ye_i^B} = OPEX_{i-1}^{yD A} \cdot I_i \cdot (1 - X^A) \cdot K_{эл}.$$

Средние $OPEX$ ТСО В ($OPEX_i^{yD B}$) можно определить по формуле

$$(12) \quad OPEX_i^{yD B} = \frac{OPEX_i^B}{ye_i^B} = \frac{OPEX_{i-1}^B \cdot I_i \cdot (1 - X_i^B) \cdot \left(1 + K_{эл} \cdot \frac{ye_i^B - ye_{i-1}^B}{ye_{i-1}^B} \right)}{ye_i^B}.$$

Как правило, информация о приросте активов ТСО В в течение периода консолидации ($i - 1$) отсутствует. Тогда формулу (12) можно представить в следующем виде:

$$(13) \quad OPEX_i^{ВД B} = \frac{OPEX_i^B}{ye_{i-1}^B} = \frac{OPEX_{i-1}^B \cdot I_i \cdot (1 - X^B)}{ye_{i-1}^B} = OPEX_{i-1}^{ВД B} \cdot I_i \cdot (1 - X^B).$$

Исходя из формул (11) и (13), потенциальное влияние консолидации на суммарную величину операционных (подконтрольных) затрат, учитываемых в составе котловой $OPEX_i^{котел}$, можно определить следующим образом⁷:

$$(14) \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{если } OPEX_{i-1}^{ВД A} \cdot (1 - X^A) \cdot K_{эл} < OPEX_{i-1}^{ВД B} \cdot (1 - X^B), \\ \text{то котловая } OPEX_i^{котел} \text{ сократится;} \\ \\ \text{если } OPEX_{i-1}^{ВД A} \cdot (1 - X^A) \cdot K_{эл} = OPEX_{i-1}^{ВД B} \cdot (1 - X^B), \\ \text{то влияние консолидации на } OPEX_i^{котел} \text{ отсутствует;} \\ \\ \text{если } OPEX_{i-1}^{ВД A} \cdot (1 - X^A) \cdot K_{эл} > OPEX_{i-1}^{ВД B} \cdot (1 - X^B), \\ \text{то } OPEX_i^{котел} \text{ увеличится.} \end{array} \right.$$

Оценить потенциальное влияние консолидации на $PP_i^{ВДj}$ и P_i^j невозможно вследствие зависимости данных величин от формы консолидации (аренда, покупка и пр.) и от позиции региональных регулирующих органов в отношении учета затрат j -й ТСО. Поэтому влияние консолидации на изменение этих показателей можно оценить, используя формулу (6).

При этом, учитывая специфику электросетевого комплекса России и особенности тарифного регулирования, мы предполагаем, что совокупный эффект консолидации в краткосрочном периоде (год к году) будет зависеть от соотношения стоимости обслуживания активов участников консолидации. А в долгосрочном периоде – от эффективности деятельности ТСО и регулирующих органов (в том числе от того, насколько объективно регулировались консолидированные ТСО).

⁷ За исключением консолидации, проводимой с 30.12.2019 г. в порядке универсального правопреемства. В таком случае в соответствии с абз. 2 п. 36 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 в ред. от 27.12.2019 г.) предусмотрено, что долгосрочные параметры, установленные на долгосрочный период регулирования, в течение которого произошла такая консолидация, пересматриваются в отношении ТСО, являющейся правопреемником.

3. Результаты

Оценка тарифных последствий консолидации электросетевого комплекса России выполнена на примере региональных кейсов по Вологодской области, Республике Бурятия, Удмуртской Республике, удовлетворяющих условиям:

- регионы с существенными объемами консолидации;
- консолидируются сетевые активы, ранее участвовавшие в формировании котловой НВВ, что сопровождается сокращением количества ТСО;
- имеются данные о количестве консолидируемых активов и структуре расходов ТСО, участвующих в консолидации, за 2015–2020 гг.

Особенности проведенной в течение исследуемого периода в Республике Бурятия, Удмуртской Республике и Вологодской области консолидации электросетевых активов отражены в табл. 1.

Таблица 1.
Основные параметры консолидации, осуществляемой в кейсах

Показатель	Субъект РФ		
	Республика Бурятия	Вологодская область	Удмуртская Республика
ТСО, консолидирующая активы	ПАО «МРСК Сибири» – филиал «Бурятэнерго»	АО «Вологдаоблэнерго»	ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – филиал «Удмуртэнерго»
Консолидируемые ТСО	АО «Улан-Удэ Энерго»	АО «Череповецкая ЭТС», АО «Бабаевская ЭТС», АО «Тотемская ЭТС», АО «Вожегодская ЭТС», АО «Грязовецкие электросети», АО «Сямженская электросеть»	АО «Ижевские электрические сети»; МУП «Воткинские городские электрические сети»
Задачи консолидации с точки зрения собственников консолидируемых активов	Погашение задолженности АО «Улан-Удэ Энерго» перед ПАО «МРСК Сибири» всей суммой арендной платы	Объединение разрозненных муниципальных и государственных активов для создания единой региональной электросетевой компании и нормализации финансового положения муниципальных и государственных предприятий	Пополнение муниципального бюджета и увеличение налоговых поступлений
Период, в котором произошла консолидация	2019 г.	2016 г. (консолидировано 4 ТСО), 2018 г. (консолидировано 2 ТСО)	2019 г.
Форма консолидации	Аренда	Реорганизации в форме присоединения	Покупка

Окончание табл. 1.

Показатель	Субъект РФ		
	Республика Бурятия	Вологодская область	Удмуртская Республика
Прирост активов консолидирующей ТСО в результате консолидации (по отношению к 2015 г.), %	20,8	47,5	34,8
Доля НВВ на содержание (с учетом платы ФСК) ТСО, консолидирующей активы, в 2015 г., %	80,7	8,9	55,3
Доля НВВ на содержание (с учетом платы ФСК) ТСО, консолидирующей активы, в 2020 г., %	90,34	16,56	68,50

Источник: составлено авторами на основе решений органов исполнительной власти Вологодской области, Республики Бурятия и Удмуртской Республики в области государственного регулирования тарифов об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии за 2014–2020 гг.

База данных показателей, используемых для исследования тарифных последствий консолидации, была подготовлена на основе материалов решений органов исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, содержащих сведения о размере утвержденной НВВ (как котловой, так и по отдельным ТСО), величине полезного отпуска, а также раскрываемой ТСО информации и иных материалов. Кроме того, для исключения влияния инфляционных процессов были учтены значения показателя индекса потребительских цен (в среднем год к году), отраженные в прогнозах социально-экономического развития РФ (за период 2016–2018 гг. – отчет, за 2019–2020 гг. – прогноз).

На рис. 1 представлены сравнительные данные по средневзвешенным удельным показателям, характеризующим стоимость обслуживания одной условной единицы электросетевых активов, входящих в состав ТСО, участвующих в консолидации.

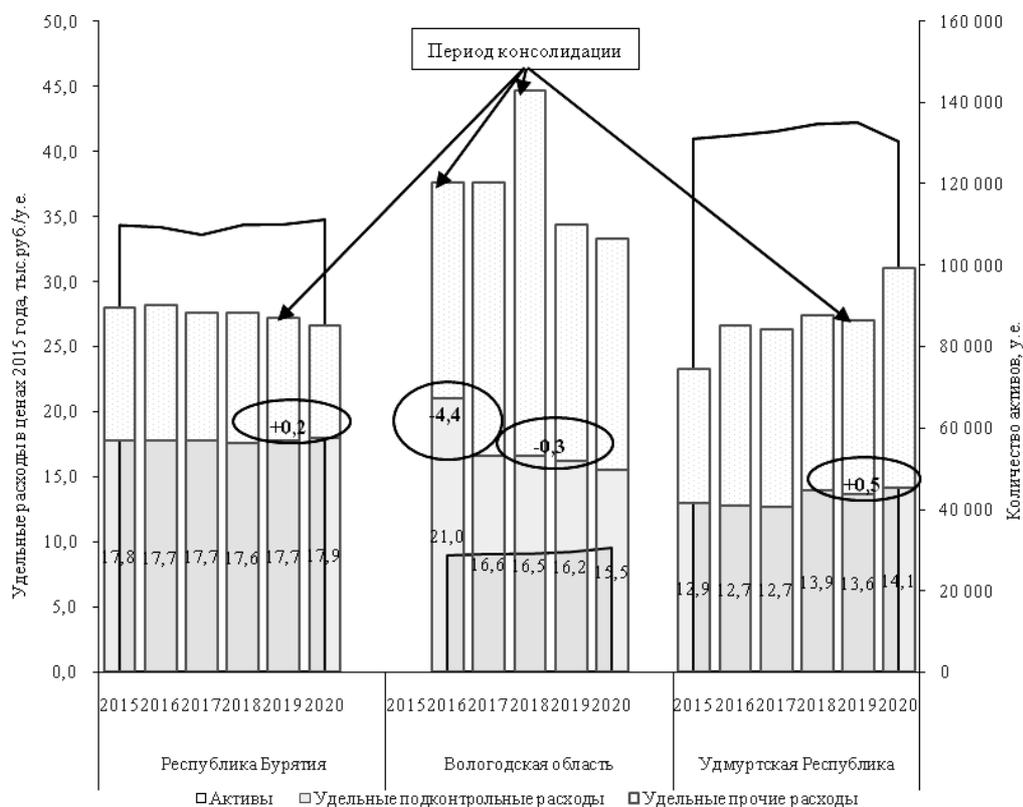


Рис. 1. Средневзвешенные величины удельных показателей, характеризующих стоимость обслуживания активов ТСО, участвующих в консолидации

Источник: расчеты авторов.

Республика Бурятия. В Республике Бурятия ПАО «МРСК Сибири» в рамках филиала «Бурятэнерго» с 01.01.2019 г. осуществлена консолидация электросетевых активов второй по объему НВВ на содержание ТСО региона – АО «Улан-Удэ Энерго» в форме аренды. Сделки по аренде (субаренде) заключены в рамках урегулирования задолженности АО «Улан-Удэ Энерго» перед ПАО «МРСК Сибири». В результате доля ПАО «МРСК Сибири» на региональном рынке Республики Бурятия увеличилась за 2015– 2019 гг. с 80,74 % до 90,34 %. Сравнительный анализ показал, что в этот период $OPEX^{ВД}$ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» превышал значение данного показателя по АО «Улан-Удэ Энерго» более чем в 1,5 раза в течение всего рассматриваемого периода. Поскольку удельный прирост $OPEX$ филиала ПАО «МРСК Сибири» (предельные операционные издержки) в 2019 г. превышал удельные подконтрольные расходы АО «Улан-Удэ Энерго» на 21,1 %, консолидация активов привела к увеличению средневзвешенной $OPEX^{ВД}$. При этом средневзвешенная удельная величина прочих расходов ($PP^{ВД}$) осталась на уровне 2019 г.

За счет значительной величины выпадающих расходов ($P^{ВД}$), учтенных в составе НВВ ПАО «МРСК Сибири», можно наблюдать сокращение совокупной удельной величины НВВ на содержание электросетей. При принятии тарифно-балансовых решений на 2019 г. по АО «Улан-Удэ Энерго» региональным регулятором в целях сглаживания тарифов было принято решение о распределении выпадающих доходов за предыдущие периоды регулирования в размере 314,3 млн руб. на 2020–2023 гг. (в том числе на 2020 г. отнесено 97,3 млн руб.). В результате консолидации АО «Улан-Удэ Энерго» данная сумма расходов была фактически исключена из состава НВВ на содержание, что, при прочих равных условиях, привело к снижению котловой НВВ в 2020 г. на 2,7%. Это наглядно иллюстрирует, как данная составляющая НВВ искажает величину экономически обоснованных расходов ТСО на содержание сетей.

Таким образом, в Республике Бурятия консолидация в 2020 г. привела к незначительному росту (0,9%) $HBB_{сод}$ по сравнению с 2019 г. Однако данный рост был нивелирован исключением из котловой НВВ выпадающих доходов АО «Улан-Удэ Энерго», планировавшихся к учету в 2020 г.

Вологодская область. Основной особенностью процесса консолидации электросетевого комплекса в Вологодской области является то, что центром консолидации в регионе стала вторая по величине ТСО региона, созданная по инициативе региональных властей, – АО «Вологдаоблэнерго» (ранее ГП ВО «Вологодские электротеплосети»). Основными объектами консолидации выступают ТСО, созданные на базе муниципального имущества и имущества, принадлежащего Вологодской области. Форма консолидации – реорганизация в форме присоединения. В период 2015–2020 гг. можно выделить две волны консолидации в регионе, которые в совокупности привели к сокращению количества ТСО на шесть единиц, в том числе: в 2016 г. в состав АО «Вологдаоблэнерго» вошли АО «Вожегодская ЭТС», ОАО «Бабаевская ЭТС», ОАО «Тотемская ЭТС» и ГП ВО «Череповецкая ЭТС»; в 2018 г. в состав АО «Вологдаоблэнерго» вошли МУП «Грязовецкие Электросети» и АО «Сямженская электросеть».

По Вологодской области отсутствуют данные о структуре НВВ и количестве активов по компаниям, консолидация которых осуществлялась в течение 2016 г. Однако на основании суммарных показателей НВВ, приведенных в раскрываемой информации АО «Вологдаоблэнерго», можно сделать вывод о том, что удельный прирост $ОРЕХ$ ТСО, консолидирующей активы, был ниже удельной средневзвешенной величины $ОРЕХ$ консолидируемых ТСО, что привело к значительному сокращению средневзвешенной удельной величины подконтрольных расходов (на 4,4 тыс. руб./у.е.). Несмотря на то, что удельный прирост $ОРЕХ$ АО «Вологдаоблэнерго» превысил $ОРЕХ^{ВД}$ АО «Сямженская электросеть» на 7,4% и был ниже на 19,5% по сравнению с АО «Грязовецкие электросети», средневзвешенная $ОРЕХ^{ВД}$ в результате консолидации 2018 г. сократилась на 0,3 тыс. руб./у.е.

Однако в 2017 г. по АО «Вологдаоблэнерго» наблюдается значительный прирост средневзвешенной удельной величины прочих расходов (на 40,8%), что стало следствием кратного (в 21,6 раза) роста прочих неподконтрольных расходов, который продолжился в 2018 г. Можно предположить, что это непосредственно связано с проведением консолидации и носит разовый характер, однако в связи с отсутствием в составе информации, раскрываемой ТСО, данных о составе расходов по статье, сделать однозначный вывод о причинах их роста не представляется возможным. Лишь с 2019 г. данная статья расхо-

дов сократилась до величин, сопоставимых с 2016 г., что привело к снижению удельных показателей, характеризующих расходы, связанных с содержанием электросетевых активов. В результате в сопоставимых ценах в Вологодской области произошло сокращение HBB_{codi} по сравнению с 2016 г. на 7,3%.

Удмуртская Республика. Центром консолидации в Удмуртской Республике является крупнейшая ТСО – ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Процесс консолидации начался в 2018 г. и завершился в 2019 г. Объектами консолидации выступают 2 ТСО, созданные на базе муниципального имущества – АО «Ижевские электрические сети» и МУП «Воткинские городские электрические сети». Форма консолидации – покупка, источник компенсации расходов на покупку – нетарифные средства. До консолидации доля филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Удмуртэнерго» в общей структуре котловой НВВ (без учета платы ПАО «ФСК ЕЭС») колебалась в диапазоне от 54,8% в 2015 г. до 57,1% – в 2019 г. В результате консолидации его доля увеличилась до 73,6% в 2020 г.

Сравнительный анализ удельных показателей участников консолидационных процессов за 2015–2019 гг. показал, что $OPEX^{ВД}$ филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Удмуртэнерго» превышала значение данного показателя в период 2015–2017 гг. по АО «Ижевские электрические сети» в 1,4–1,47 раза, а по МУП «Воткинские городские электрические сети» в 1,52–1,6 раза. Разрыв между этими показателями увеличился в 2018 г. до 1,70 и 1,85 раза соответственно. Это связано с началом нового долгосрочного периода регулирования для ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Удмуртэнерго», на который базовый уровень операционных затрат был установлен на более высоком уровне.

Поскольку удельный прирост $OPEX$ компании, консолидирующей активы, в 2019 г. превышал $OPEX^{ВД}$ обеих консолидируемых компаний (АО «Ижевские электрические сети» – на 27,5%, МУП «Воткинские городские электрические сети» – на 40,2%), консолидация активов привела к увеличению на 3,7% средневзвешенной $OPEX^{ВД}$. Средневзвешенная $PP^{ВД}$ также увеличилась по сравнению с 2019 г. на 9,8%.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что консолидация в Удмуртской Республике, при прочих равных условиях, привела в 2020 г. к росту на 6,6% удельной величины НВВ на содержание по сравнению с 2019 г. (без учета инфляции).

В результате анализа данных за 2015–2020 гг. по Вологодской области, Республике Бурятия и Удмуртской Республике было выявлено, что консолидация электросетевых активов в краткосрочном периоде не привела к снижению совокупных региональных издержек на передачу электроэнергии. Результаты консолидации в Вологодской области позволяют предположить наличие отложенного положительного эффекта от объединения электросетевых активов в среднесрочном периоде. Однако подтверждение или опровержение данной гипотезы требуют дальнейших исследований.

Заключение

Мы предложили подход к оценке тарифных последствий консолидации электросетевого комплекса, базирующийся на условии субаддитивности издержек однопродуктовой естественной монополии, который в условиях серьезных ограничений имеющейся

информации позволяет определить, как консолидация активов повлияла на совокупные издержки на передачу электроэнергии.

Учитывая социальную значимость отрасли, консолидация электросетевых активов ТСО не должна сопровождаться ростом затрат на обслуживание электрических сетей.

Анализ результатов консолидации в Вологодской области, Республике Бурятия и Удмуртской Республике показал, что консолидация электросетевых активов не всегда приводит к снижению тарифной нагрузки на потребителей. Это может быть следствием как особенностей государственного регулирования тарифов (долгосрочный характер, субъективность принятия решений и пр.), так и отсутствия эффекта субаддитивности затрат на региональных рынках услуг по передаче электрической энергии. Для определения причин последствий консолидации необходимо проведение дальнейших исследований, базирующихся на факторном анализе изменения расходов на содержание электрических сетей. В свою очередь, это требует уточнения (расширения) состава раскрываемой участниками рынка и органами тарифного регулирования информации.

Предложенный подход может быть использован при принятии решений о консолидации электросетевых активов.

* *

*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Белоусова Н.И., Васильева Е.М., Лившиц В.Н. Модели идентификации естественных монополий государственного управления ими (возможности расширения классической теории) // Экономика и математические методы. 2012. Т. 48. № 3. С. 64–78.

Куковеров М.В. Экономия от масштаба на розничном рынке электроэнергии России: об одной естественной и одной неестественной монополии // Пространственная экономика. 2018. № 4. С. 39–66.

Куковеров М.В. О ценовой эластичности спроса на электроэнергию // Журнал Новой экономической ассоциации. 2019. № 2 (42). С. 70–92.

Лившиц В.Н., Васильева Е.М. Идентификация естественных монополий в системе государственного управления экономикой России // Вестник Института экономики РАН. 2017. № 6. С. 153–168.

Маршалл А. Принципы экономической науки. М.: Прогресс, 1993.

Милль Дж. Ст. Основы политической экономии. М.: Прогресс, 1980.

Шерер Ф., Росс Д. Структура отраслевых рынков. М.: Инфра-М, 1997.

Baumol W.J. On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry // The American Economic Review. 1977. Vol. 67. № 5. P. 809–822.

Baumol W.J. Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure // The American Economic Review. 1982. Vol. 72. P. 1–15.

Clark J.M. Studies in the Economics of Overhead Costs. Chicago: The University of Chicago, 1923.

Csereklyei Z. Price and Income Elasticities of Residential and Industrial Electricity Demand in the European Union // Energy Policy. 2020. № 137. Doi: 10.1016/j.enpol.2019.111079

Diewert W.E., Wales T.J. Multiproduct Cost Functions and Subadditivity Tests: A Critique of the Evans and Heckman Research on the U.S. Bell System: The University of British Columbia. Discussions Paper. 1991.

Evans D.S., Heckman J.J. A Test for Subadditivity of the Cost Function with an Application to the Bell System // *The American Economic Review*. 1984. Vol. 74. № 4. P. 615–623.

Gordon D.V., Gunsch K., Pawluk C.V. A Natural Monopoly in Natural Gas Transmission // *Energy Economics*. 2003. Vol. 25. P. 473–485. Doi: 10.1016/S0140-9883(03)00057-4

Goto M., Tomohiro I., Toshiyuki S. Structural Reform of Japanese Electric Power Industry: Separation between Generation and Transmission & Distribution // *Energy Policy*. 2013. Vol. 56. P. 186–200.

Paul A., Myers E., Palmer K. A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season, and Sector. Resource for the Future Discussion Paper. 2009. № 08-50. Doi: 10.2139/ssrn.1372228

Wang N., Mogi G. Industrial and Residential Electricity Demand Dynamics in Japan: How Did Price and Income Elasticities Evolve from 1989 to 2014? // *Energy Policy*. 2017. № 106. P. 233–243. Doi: 10.1016/j.enpol.2017.03.066

Some Tariff Consequences Assessment of the Power Grid Industry Consolidation in Russia

Oksana Mozgovaya¹, Yulia Sheval²

¹ Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration,
82, Prospect Vernadskogo, Moscow, 119571, Russian Federation.
E-mail: mozgovaya-oo@ranepa.ru

² Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration,
82, Prospect Vernadskogo, Moscow, 119571, Russian Federation.
E-mail: sheval-yv@ranepa.ru

Since 2014 the government of Russia proceeds the consolidation of Power Grid Industry. The consolidation aim is to reduce the number of Power Grid operators for decrease the electricity distribution tariffs. The first stage of consolidation process had been finished in 2017, but the estimation of its impact on tariffs yet has not been made. Partially this estimation is restricted by the lack of consolidation transactions data and the peculiarities of the power grids' tariff regulation legislation. This article proposes the developed approach to quantify the impact of power grid industry consolidation on the regional total costs. The approach is based on the natural monopoly costs subadditivity condition. To demonstrate the consolidation effect on regional distribution grids maintenance expenditures we suggest to use following indicators: operational (controllable) expenses per unit; other (non-controllable) expenses per unit; total costs per unit for power grid operators, involved in the consolidation.

The analysis of the data collected over the 2015–2020 in the Vologda Oblast, the Republic of Buryatia and the Udmurt Republic demonstrates, that consolidation of the power grid assets has not lead to decrease the regional total distribution costs in the short term. It could be a consequence of both the absence of cost subadditivity effect in the electricity distribution regional markets, and the special features of tariff regulation. Vologda region consolidation results make possible to assume a delayed positive effect from the Power Grid Industry Consolidation in the medium term. The proposed method could be used for estimate the tariff impact of different consolidation cases as well as for the development of measures for the second stage of consolidation.

Key words: consolidation; tariff impact; required gross proceeds; costs; subadditivity; power grid assets.

JEL Classification: L16, L22, L51, L94, M21.

* *
*

References

- Baumol W.J. (1977) On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. *The American Economic Review*, 67, 5, pp. 809 – 822.
- Baumol W.J. (1982) Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure. *The American Economic Review*, 72, pp. 1–15.
- Belousova N.I., Vasilyeva E.M., Livchits V.N. (2012) Models of Identification and State Regulation for Natural Monopolies (Opportunities of Extending of the Classical Theory). *Economics and Mathematical Methods*, 48, 3, pp. 64–78. (In Russian)
- Clark J.M. (1923) *Studies in the Economics of Overhead Costs*. Chicago: The University of Chicago.
- Csereklyei Z. (2020) Price and Income Elasticities of Residential and Industrial Electricity Demand in the European Union. *Energy Policy*, 137. Doi: 10.1016/j.enpol.2019.111079
- Diewert W.E., Wales T.J. (1991) *Multiproduct Cost Functions and Subadditivity Tests: A Critique of the Evans and Heckman Research on the U.S. Bell System*. The University of British Columbia, Discussions Paper.
- Evans D.S., Heckman J.J. (1984) A Test for Subadditivity of the Cost Function with an Application to the Bell System. *The American Economic Review*, 74, 4, pp. 615–623.
- Gordon D.V., Gunsch K., Pawluk C.V. (2003) A Natural Monopoly in Natural Gas Transmission. *Energy Economics*, 25, pp. 473–485. Doi: 10.1016/S0140-9883(03)00057-4
- Goto M., Tomohiro I., Toshiyuki S. (2013) Structural Reform of Japanese Electric Power Industry: Separation between Generation and Transmission and Distribution. *Energy Policy*, 56, pp. 186–200.
- Kukoverov M.V. (2018) Economy of Scale in Russian Retail Electricity Market: On one Natural and One Unnatural Monopoly. *Spatial Economics*, 4, pp. 39–66. (In Russian)
- Kukoverov M.V. (2019) On Price Elasticity of Electricity Demand. *Journal of the New Economic Association*, 2, 42, pp. 70–92. (In Russian)
- Livshits V.N., Vasilyeva E.M. (2017) Identification of Natural Monopolies in the System of State Regulation of the Russian Economy. *The Bulletin of the Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences*, 6, pp. 153–168. (In Russian)
- Marshall A. (1993) *Principles of Economics*. Moscow: Progress. (In Russian)
- Mill J.S. (1980) *Principals of Political Economy*. Moscow: Progress. (In Russian)
- Scherer M., Ross D. (1997) *Industrial Market Structure and Economic Performance*. Moscow: Infra-M. (In Russian)
- Paul A., Myers E., Palmer K. (2009) *A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season, and Sector*. Resource for the Future Discussion Paper no 08-50. <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1372228>
- Wang N., Mogi G. (2017) Industrial and Residential Electricity Demand Dynamics in Japan: How Did Price and Income Elasticities Evolve from 1989 to 2014? *Energy Policy*, 106, pp. 233–243. Doi: 10.1016/j.enpol.2017.03.066