



**Т. В. ХОВАЛОВА**  
Консультант отдела  
управленческого  
консультирования  
ООО «КПМГ Налоги  
и консультирование».  
Область научных  
интересов:  
электроэнергетика,  
региональная экономика.

E-mail:  
tkhovalova@gmail.com

**П**ерекрестное субсидирование в электроэнергетике – механизм, позволяющий одним группам потребителей оплачивать электроэнергию по цене ниже предельных издержек, в то же время для других групп потребителей устанавливающий цену выше предельных издержек. Подобная ценовая дискриминация приводит к тому, что промышленные предприятия, покупающие электроэнергию по повышенным тарифам, вынуждены искать более дешевые альтернативные способы энергоснабжения. В связи с чем предприятия постепенно принимают решение о строительстве собственных генерирующих мощностей. В данной статье исследуется вопрос, насколько выгодно предприятиям различных отраслей переходить на собственную генерацию электроэнергии при сложившемся и прогнозируемом уровне цен на электроэнергию для промышленных предприятий с учетом перекрестного субсидирования и при условии его полного сокращения.

#### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

электроэнергетика, перекрестное субсидирование, собственная генерация на предприятии, оптовый рынок электроэнергии и мощности

# Моделирование эффективности перехода на собственную генерацию

## Введение

На сегодняшний день в любой развитой или развивающейся стране электроэнергетика является одной из ключевых отраслей, способствует развитию промышленности и от нее зависит уровень экономического развития всей страны.

Рынок электроэнергии России представляет собой сложную модель со своими преимуществами и недостатками. Электроэнергетика – естественная монополия, которая первой прошла преобразования от модели монопольного рынка с доминирующей на нем вертикально интегрированной компанией (РАО «ЕЭС России») к потенциально конкурентному рынку. После

перехода к рыночным отношениям рынок электроэнергии страны дважды подвергался реформированию.

В 1990-х годах была разработана структура регулируемых рынков. На федеральном уровне существовал рынок, где действовал единственный покупатель – закупочное агентство. На уровне регионов деятельность вели регулируемые вертикально-интегрированные компании. Следует отметить, что подобная модель рынка была реализована на федеральном общероссийском оптовом рынке энергии и мощности (ФОРЭМ) не полностью. Так, электростанции (акционерные общества и большинство региональных АО энер-

гетики и электрификации, осуществляющих деятельность на оптовом рынке электроэнергии), юридически были дочерними компаниями РАО «ЕЭС России». Таким образом, РАО «ЕЭС России» обладал монополией на рынке ФОРЭМ (Трачук А. В., 2010 а).

Второй виток реформирования энергетической отрасли начался в 2001 году. Бизнес монопольных вертикально-интегрированных электроэнергетических компаний был разделен по видам деятельности: производство электроэнергии, ее передача и распределение и, наконец, сбыт (Трачук А. В., 2011).

В результате указанных мер увеличился приток иностранных инвестиций, в число инвесторов входили крупные немецкие, итальянские и финские компании, в частности E. On, Enel и Fortum. Сектор сбыта оказался поделен между государственными и частными сбытовыми компаниями. Вопросы передачи, распределения и диспетчеризации по-прежнему находятся в сфере ответственности государства.

Реформы привели к созданию двухуровневой структуры рынка электроэнергии и мощности. В ней сочетаются виды деятельности, являющиеся естественными монополиями (распределение и передача электроэнергии), и конкурентные виды деятельности (сбыт и производство) (Трачук А. В., 2010 б). Выделяют розничный и оптовый электроэнергетические рынки, на которых осуществляется продажа электроэнергии и мощности как физическим, так и юридическим лицам.

Основные субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности:

- поставщики: оптовые генерирующие компании (ОГК), территориальные генерирующие компании (ТГК), концерн «Росэнергоатом» и ОАО «Интер РАО ЕЭС» (импортер электроэнергии);
- покупатели: энергосбытовые компании (гарантирующие поставщики и независимые), крупные потребители электроэнергии, ОАО «Интер РАО ЕЭС» как экспортер электроэнергии, ОАО «ФСК ЕЭС»;
- инфраструктурные организации: ОАО «Администратор торговой системы», ОАО «Системный оператор» и холдинг ОАО «Россети» (межрегиональные сетевые компании (МРСК) и федеральная сетевая компания – ОАО «ФСК ЕЭС»).

Торговля на оптовом рынке электроэнергии ведется в трех секторах со своими условиями сделок купли-продажи и сроками поставки электроэнергии (Ворожихин В., 2013):

- рынок на сутки вперед;
- балансирующий рынок;
- регулируемые договора.

Особым видом товара является мощность. Ее покупатель имеет право требовать от продавца мощности поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к производству электроэнергии (Системный оператор, [б.г.]). Около 80% всей обращающейся мощности торгуется на рынке, оставшиеся 20% поставляются по договорам для дальнейшей поставки розничным потребителям. Оптовый рынок мощности имеет огромное значение для генерирующих компаний, обеспечивая им около 40% общей годовой выручки.

До сентября 2015 года в России предполагалось провести первый долгосрочный конкурентный отбор мощности (ежегодный, с началом поставки через четыре года); при этом запуск долгосрочного рынка мощности уже несколько раз переносился. Однако конкурентный отбор мощности (КОМ) на 2015 год выявил значительный профицит мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Значит, в системе наблюдаются просчеты планирования в предыдущий период; ситуацию также усугубляют сложившиеся и нерешенные проблемы отрасли. При таких условиях ввод системы долгосрочного КОМ вновь оказывается под вопросом: будут ли стороны готовы брать на себя обязательства и нести риски на четыре года вперед? Будут ли нужны новые мощности через четыре года?

Согласно данным Минэнерго РФ, по итогам 2015 года общая установленная мощность генерирующих объектов в России увеличилась до 243,19 ГВт, или на 1,22%, в том числе 235,31 ГВт – установленная мощность электростанций ЕЭС России (68,2% – тепловые электростанции (ТЭС), 20,6% – гидроэлектростанции (ГЭС), 11,2% – атомные электростанции (АЭС)). Ввод нового генерирующего оборудования в России составил 4,8 ГВт и был осуществлен посредством реализации механизма договора на поставку мощности (ДПМ) преимущественно за счет ТЭС (76% в общей структуре ввода, из последних 61% – с использованием ДПМ). За счет АЭС введено 18% мощности. Оставшаяся часть приходится на вводы вне ЕЭС России (2,9%), ГЭС (2,1%) и ВИЭ (1,1%).

Кроме того, 317 МВт (или 10,8% прироста мощности) было введено за счет модернизации действующих мощностей. Модернизация генерирующего оборудования позволила снизить удельные расходы на отпуск электрической энергии с 319,8 г.у.т./кВт-ч в 2014 году до 317,6

**Производство электроэнергии в ЕЭС России в 2015 году (с учетом электростанций промышленных предприятий) (ФСТС РФ [б.г.])**

Электроэнергия	Производство, млрд кВт-ч		Структура, %		Изменения 2015/2014, %
	2015	2014	2015	2014	
Всего	1026,9	1000	100	100	100
ТЭС	671,4	661,1	65,4	66,1	99,13
ГЭС	160,2	163,3	15,6	16,3	95,87
АЭС	195,3	176,6	19,0	17,6	108,2
ВЭС	0,0061	—	Менее 1%	—	—
СЭС	0,0073	—	Менее 1%	—	—

г.у.т./кВт-ч в 2015 году. Достигнутые показатели являются минимальными за последние пятнадцать лет. В стоимостном выражении экономия топлива составила более 3,5 млрд руб. от уровня 2014 г. (ТЭК России 2016).

В 2015 г. из эксплуатации было выведено 2,4 ГВт установленной на начало года мощности, или 1,0%. Доля обязательных к приобретению мощностей на КОМ составила 18% от спроса, что создает дополнительную на-

**Таблица 1**

(Черезов А.В., 2016). В рамках ЕЭС России по итогам 2015 г. превышение производства электроэнергии над ее потреблением составило 18,6 млрд кВт-ч (или 1,8%), что на 0,7 п.п. выше показателя 2014 года. В результате на 23,8% был увеличен экспорт электроэнергии (табл. 2) (Аналитический центр [б. г.]).

Основное внимание в развитии электросетевого хозяйства было направлено на повышение эффективности работы электросетевых компаний, развитие конкурентной среды и снижение неплатежей. Для сокращения операционных и удельных расходов был пересмотрен уровень потерь территориальных сетевых организаций и утверждена методика определения операционных расходов на базе сравнительного анализа (Приказ 2015).

К одним из наиболее противоречивых недостатков российской электроэнергетики можно отнести перекрестное субсидирование.

В 1990-х годах государство использовало его как социальную меру, сохранилось оно и сегодня, с одной стороны, позволяет населению экономить на затратах на электроэнергию, а с другой – тяжелым бременем ложится на плечи промышленных предприятий и, таким образом, тормозит развитие экономики страны в целом. Промышленность, средние и малые компании фактически платят за население, а это негативно сказывается на производственном потенциале России и конечных ценах на товары и продукты.

Государство не раз предпринимало попытки устранить ценовой перекося в электроэнергетике, являющийся причиной существования перекрестного субсидирования, желанные результаты не были достигнуты. Соответствующие меры по различным причинам отменялись или так и остались на уровне пилотного проекта. Таким образом, решение проблемы перекрестного субсидирования затянулось, а промышленные предприятия вынуждены искать способы самостоятельно справиться с искусственным ценовым перекосям в электроэнергии. К таким способам относятся строительство собственных генерирующих мощностей и частичный или полный уход с рынка электроэнергетики (Кривошапка И., 2013).

Новизна данного исследования состоит в том, что мы обосновали переход на собственную генерацию на примере четырех компаний

различных отраслей и их присутствие на рынке электроэнергии.

### Перекрестное субсидирование в электроэнергетике

Классическими примерами отраслей, где распространено перекрестное субсидирование, являются электроэнергетика, газо- и водоснабжение, железнодорожный транспорт, т.е. сферы с естественной монополией. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике – это механизм распределения нагрузки по оплате электроэнергии между различными потребителями. При перекрестном субсидировании в качестве «доноров» выступают крупные и средние промышленные предприятия, одновременно несущие основную нагрузку в экономике регионов, а в роли получателей льготы – население и бюджетные учреждения. В результате одни группы потребителей электроэнергии вынуждены оплачивать часть электроэнергии, потребленной другими потребителями (Трачук А.В., Линдер Н.В., 2017). Помимо тарифной диспропорции между потребителями, существует перекрестное субсидирование между определенными видами хозяйственной деятельности. Например, между производством электрической и тепловой энергии или выработкой и передачей тепла (Гительман Л.Д., 2013).

В России данный механизм был введен в 1990-х годах, данная мера позволяла защитить малообеспеченные слои населения от резкого повышения цен на электроэнергию в условиях галопирующей инфляции. В то время в различных регионах страны были введены тарифы, которые не отражали реальную стоимость электроэнергии. Население потребляет электроэнергию неоднородно. Так, существует категория граждан, потребление которых превышает усредненную норму в несколько раз.

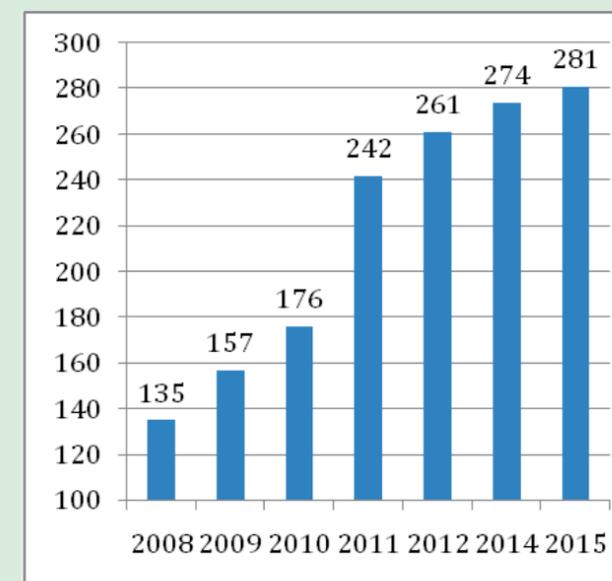
Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике приводит статистику, в течение 2008–2015 годов уровень перекрестного субсидирования демонстрирует положительную динамику (рис. 1). В 2015 году перекрестное субсидирование составило 281 млрд руб.

Перекрестное субсидирование приводит к тому, что соотношение цен на электроэнергию для промышленности и населения искажается, к примеру, вплоть до 2015 года стоимость электроэнергии для промышленных потребителей выше, чем стоимость электроэнергии для населения (рис. 2).

В действительности цена на электроэнергию для оптовых покупателей должна

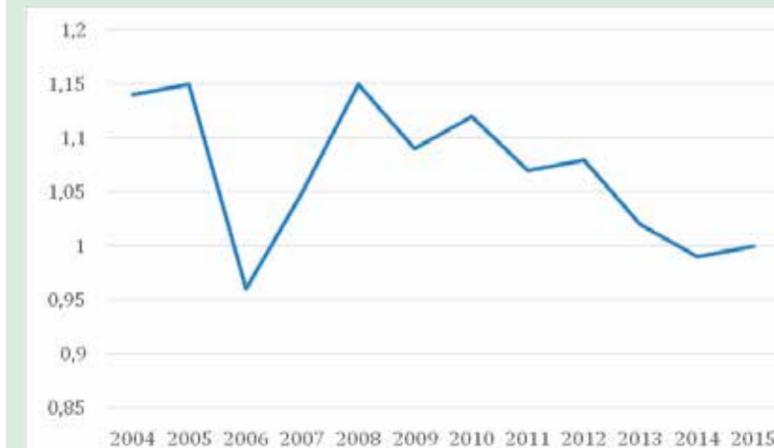
быть ниже, чем для розничных, поскольку при поставках для населения электроэнергия проходит многочисленные уровни трансформации до низкого напряжения, в сетевой инфраструктуре возникают технологические потери. В то же время промышленные потребители, как правило, присоединены на высо-

**Рис.1. Динамика перекрестного субсидирования в электроэнергетике России, млрд руб., с НДС**



ком, среднем первом и среднем втором уровнях напряжения, то есть электроэнергия проходит меньше уровней трансформации, и технологических потерь меньше (Арузманов И., 2013). Если сопоставить цену на электроэнергию для отечественных предприятий и предприятий в других странах, можно увидеть, что в Великобритании соотношение цен «промышлен-

**Рис. 2. Соотношение цен «промышленность/население», разы**



**Показатели рынка электроэнергии, млрд кВт-ч**

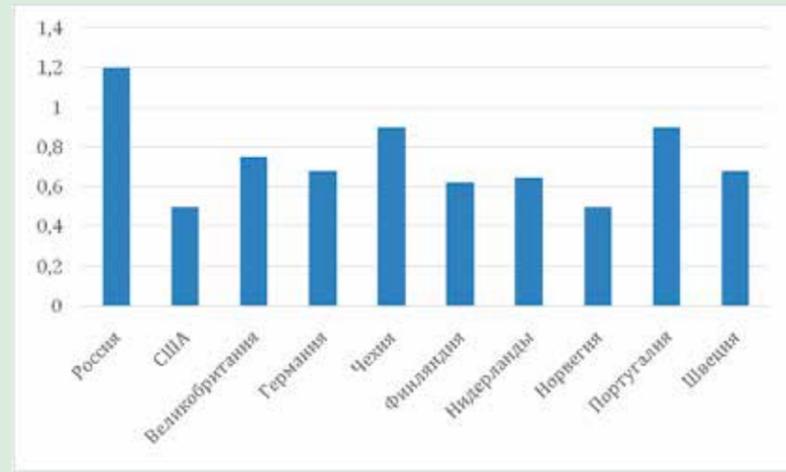
**Таблица 2**

Показатель	2015	2014	Изменение 2015/2014 г., %
Производство электроэнергии: всего в рамках ЕЭС	1049,9 1026,9	1047,8 1024,8	100,2 100,2
Потребление электроэнергии: всего в рамках ЕЭС	1036,4 1008,3	1040,6 1013,8	99,6 99,45
Экспорт электроэнергии	18,2	14,7	123,8
Импорт электроэнергии	6,7	6,5	103,1

грузку на потребителя. В ближайшие годы данная нагрузка будет только возрастать (уже запланирован ввод новых мощностей, вывод старых ограничен, а значительных темпов экономического роста до 2020 года не ожидается). Рост регулируемой доли приводит к снижению степени конкуренции, постепенно отдаляя отрасль от рыночного определения цены и возвращая ее к государственному регулированию. В такой ситуации ввод дополнительного механизма привлечения инвестиций по гарантированной в будущем цене может еще больше усугубить сложившиеся проблемы (Долматов И., Золотова И., 2015).

В 2015 году производство электроэнергии в России составило 1049,9 млрд кВт-ч, в том числе 1026,9 млрд кВт-ч в рамках ЕЭС России, что на 0,2% выше показателя 2014 года (табл. 1)

Рис. 3. Соотношение цен на электричество для промышленности и населения в разных странах мира



ный потребитель/население» составляет 0,56, в США еще меньше – 0,48 (рис. 3).

От перекоса цен на электроэнергию в России особенно уязвимы электроемкие промышленные предприятия, к таковым можно отнести химическое и металлургическое производства. Для последних уровень перекрестного субсидирования в средневзвешенной цене на электроэнергию превышает 12%.

Для обеспечения гармоничного развития российского энергорынка необходимо решить следующие задачи:

- снизить объем перекрестного субсидирования;
- оптимизировать структуру перекрестного субсидирования, изменить его механизм для обеспечения адресной поддержки социально незащищенных категорий населения (Королев И. А., Хабачев Л. Д., 2013).

Для решения проблемы перекрестного субсидирования пытались ввести социальную норму потребления для всех регионов, за исключением технологически изолированных от единой энергосистемы. При этом тариф на электроэнергию формировался следующим образом: за электроэнергию в пределах нормы потребитель платил за потребленный объем по льготному тарифу, за сверхнормативное потребление – по повышенному тарифу, который мог превышать льготный на 40% (Павлов Н. П., 2013). Вне зависимости от уровня получаемых доходов население одного региона платило одинаковый льготный тариф, что не учитывает уровень обеспеченности потребителей (Селляхова О., 2012).

В 2013 году социальные нормы потребления электроэнергии были введены как пилотный проект в шести регионах, чтобы определить,

насколько эффективной может быть данная мера. За эксперимент отвечали Министерство электроэнергетики и Министерство строительства Российской Федерации, контролирующим органом стала Счетная палата. Основную задачу определили как снижение перекрестного субсидирования.

По результатам Счетная палата охарактеризовала результативность эксперимента как низкую. В Красноярском крае и Орловской области был отмечен рост среднедушевого потребления электроэнергии в 2013–2015 годах. Следовательно, население имело слабую мотивацию к энергосбережению. По данным Федеральной антимонопольной службы, за 2012–2015 годы общая сумма перекрестного субсидирования увеличилась у всех участников пилотного проекта.

Итог эксперимента оказался неудачным по разным причинам. Так, в Республике Коми эксперимент был остановлен, поскольку началась полярная ночь, когда потребление электроэнергии населением традиционно возрастает. В Омской области и в Калмыкии спрогнозировали, что появление социальной нормы приведет к общественным протестам, в связи с чем решили отказаться от эксперимента. В Хабаровском крае отказ объяснили тем, что более 20% населения края проживает в многоквартирных домах, куда горячая вода подается только зимой, в отопительный период, поэтому в межсезонье тратится больше энергии на подогрев воды. Правительство Ленинградской области заявило, что не видит в нововведении экономической целесообразности, поскольку придется заново проводить расчеты не только для квартир с газовыми и электрическими плитами, но и для общего имущества: имеется в виду освещение лестничных клеток, работа лифтов (Зыкова Т., 2016). Субъектам Российской Федерации было предоставлено право самостоятельно принимать решение о том, целесообразно ли применять социальную норму потребления электроэнергии в расчетах за коммунальные услуги по снабжению электроэнергией (Постановление 2014).

Тем не менее нельзя однозначно говорить о том, что попытки ликвидировать перекрестное субсидирование не приносят результатов. Так, существенным шагом стало закрепление самого понятия (Федеральный закон 2003). Также в некоторых регионах сокращается один из механизмов его обеспечения – договора «последней мили» (Володин Ю. В., Линдер Н. В., 2017).

Когда с оптового рынка электроэнергии и мощности на региональном уровне уходил хотя бы один крупный участник, доля перекрестного субсидирования, включенная в та-

риф на электроэнергию и оплачиваемая данным потребителем, распределялась на оставшихся игроков. В результате увеличивалась конечная цена на электроэнергию для малого бизнеса и сельскохозяйственных предприятий. Для предотвращения такой ситуации с выходом оптового потребителя электроэнергии, принявшего решение покинуть систему, обязывали заключать договор на передачу электрической энергии не только с Федеральной сетевой компанией, управляющей магистральными сетями, но и с предыдущей региональной распределительной компанией, которой федеральная компания отдавала часть оборудования в аренду на границе сетевого хозяйства потребителя. В результате, по данным Минэнерго России, объем перекрестного субсидирования, приходящийся на договоры «последней мили», в 2013 году составлял 58 млрд руб.

Государство, равно как и потребители, заинтересовано в оптимизации издержек поддержания генерирующих мощностей в рабочем состоянии, снижении стоимости электроэнергии, обновлении и более рациональном использовании существующих сетей электроэнергии. Централизованное производство электроэнергии будет продолжать играть важную роль в обозримом будущем (Ряпин И., 2013 б; Журавлева С. Н., Попов К. А., Лисицын И. М., 2014).

Если рассмотреть негативные последствия, к которым приводит существование перекрестного субсидирования, то можно выделить несколько факторов. Во-первых, промышленные предприятия так или иначе закладывают переплату в стоимость произведенной продукции. Во-вторых, при перекрестном субсидировании отсутствует дифференцированный подход, поэтому в категорию социально незащищенных автоматически попадают и те, кто не нуждается в льготах, но получает от субсидирования наибольшую выгоду. В-третьих, в условиях конкурентного рынка обремененный излишней финансовой нагрузкой потребитель будет искать другого поставщика. И наконец, из-за дополни-

тельной финансовой нагрузки предприятия лишаются свободных средств, которые могли бы быть направлены на модернизацию производства и в конечном итоге привести к росту налогооблагаемой базы (Ряпин И., 2013а).

Оценивая негативные последствия перекрестного субсидирования, экономисты говорят о снижении объемов промышленного производства на 3,6%. По оценке НП «Совет рынка», объем годовой дополнительной нагрузки на все промышленные предприятия составляет около 80 млрд руб. Основная часть перекрестного субсидирования содержится в тарифах на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям. Для крупных потребителей это существенная часть цены на электроэнергию. Контроль за тарифами распределительных сетей возложен на органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Для потребителей, которые располагаются в пределах одного субъекта страны и принадлежат к группе потребителей, для которых законодательно устанавливается дифференциация тарифов на электроэнергию и мощность, вне зависимости от того, какая сетевая организация их обслуживает, тарифы устанавливаются на одном уровне и называются котловыми тарифами.

Существует две базовые модели применения котловых тарифов:

- *Котел сверху.* «Энергосбыт», собрав с потребителей плату за электроэнергию, оплачивает электрогенерацию, удерживает часть, приходящуюся на сбыт, отдает оставшуюся сумму котлодержателю – сетевой компании, которую назначает служба по тарифам (МРСК). Котлодержатель, в свою очередь, распределяет полученную сумму между другими сетевыми компаниями региона, участвующими в технологической цепочке доставки электроэнергии в строго установленном порядке. Таким образом, котлодержатель – единый финансовый центр, который несет ответственность за поступление денег сетевым компаниям.

Объемы перекрестного субсидирования, млрд руб., за 2011–2015 годы

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Общая сумма перекрестного субсидирования, осуществляемого через регулируемые договоры на электроэнергию и мощность	60,1	61,4	62,9	67,8	71,3
Предельная величина перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы	205,3	209,4	213,6	218,9	229,4
Объем переплаты потребителями «последней мили»	58,6	74,1	42,4	23,9	20,7
Объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии	29,92	27,94	26,36	28,9	25,6
Общая сумма перекрестного субсидирования	353,92	372,84	345,26	339,5	347

Таблица 3

- *Котел снизу.* «Энергосбыт» собирает с потребителей плату за электроэнергию, оплачивает генерацию электроэнергии, удерживает часть, приходящуюся на сбыт, отдает сетевую часть той сетевой компании, к которой подключен потребитель-плательщик.

потребители могли заключать договор на услуги по передаче электроэнергии только с РСК. Изначально предполагалось, что эта мера будет действовать только до 1 января 2011 года, но в 2010 году действие данного механизма было продлено.

Таблица 4

Расчет цены на электроэнергию при наличии и отмене перекрестного субсидирования

Показатель	Сельское хозяйство	Промышленное производство	Строительство	Оптовая и розничная торговля	Транспорт и связь
Затраты на электроэнергию по отрасли, млн руб	45 290	1 033 373	20 247	45 135	220 120
Доля затрат отрасли от общих затрат, %	3	66	1	3	14
Затраты без перекрестного субсидирования, млн руб	36 043	805 659	15 785	35 189	171 614
Объем перекрестного субсидирования, млн руб	9247	227 714	4462	9946	48 506
Потребление на отрасль, млн кВт-ч	16 699	559 226	12 139	34 549	87 850
Цена за 1 кВт-ч, руб.: при перекрестном субсидировании	2,71	1,85	1,67	1,31	2,51
без перекрестного субсидирования	2,16	1,44	1,30	1,02	1,95

Еще один значимый механизм перекрестного субсидирования реализуется как перераспределение тарифной выручки между уровнями напряжения и группами потребителей. В настоящее время установлены отдельные (пониженные) тарифы по передаче электроэнергии для группы потребителей «Население и приравненные к нему потребители», сумма недополученной выручки распределяется между остальными группами. Сумма перекрестного субсидирования включается как в ставки на содержание сетей, так и в ставки

Данная компания должна рассчитаться со всеми другими сетевыми компаниями, стоящими в технологической цепочке доставки электроэнергии. Такая модель существует после реформы РАО ЕЭС в 2008 году, она не дает преимуществ для энергосистемы.

При утверждении тарифов единые (котловые) тарифы должны соответствовать предельным максимальным и минимальным уровням тарифов на услуги по передаче электрической энергии, установленным ФАС России. В частности, на 2016 год предельные уровни установлены приказом ФАС России от 29.12.2015 № 1342/15.

Изменение механизма перекрестного субсидирования вызвано тем, что после разделения региональные АО энергетики и электрификации, крупные потребители, подключенные к магистральным сетям Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС), перешли на обслуживание распределительных сетевых компаний (РСК), но при этом стремились вернуться к ЕНЭС, так как ее тарифы были значительно ниже. Это повлекло за собой необходимость введения в 2007 году механизма аренды «последней мили». ЕНЭС передавала РСК в аренду объекты электросетевого хозяйства, к которым были присоединены крупные потребители, и в результате крупные

на компенсацию потерь электроэнергии. В настоящее время большинство исследователей выделяют следующие виды перекрестного субсидирования:

- регулируемые договоры;
- межтерриториальное субсидирование;
- аренда «последней мили»;
- перераспределение необходимой валовой выручки в ставке на содержание;
- перекрестное субсидирование между одноставочным и двухставочным тарифами на высокое напряжение (Трачук А.В., Линдер Н.В., 2017; Селляхова О., 2012; Ряпин И., 2013а).

В работе рассчитана общая сумма перекрестного субсидирования за 2011–2015 годы с разбивкой по видам (Трачук А.В., Линдер Н.В., Золотова И.Ю. и др., 2017) (табл. 3).

Таким образом, за последние пять лет объемы перекрестного субсидирования удалось снизить на 6,92 млрд руб., или на 2%. В основном это произошло за счет сокращения объемов переплаты потребителями «последней мили» (на 37,9 млрд руб., или в 3,5 раза). Также объем перекрестного субсидирования в ставке на оплату потерь электроэнергии снизился на 4,32 млрд руб., или на 14,8%.

К негативным тенденциям следует отнести увеличение объемов перекрестного субсидирования, осуществляемого через регулируем

ые договоры на электроэнергию и мощность, на 11,2 млрд руб., или 18,3%, и предельной величины перекрестного субсидирования, «заложенного» в сетевые тарифы, на 24,1 млрд руб., или 11,7%.

Таким образом, стоимость электроэнергии для промышленных предприятий продолжает расти, в связи с чем некоторые компании принимают решение полностью или частично отказаться от потребления электроэнергии из централизованного источника и начать собственную электрогенерацию.

### Методология моделирования перехода на собственную генерацию электроэнергии

Для того чтобы ответить на вопрос, является ли экономически оправданным для промышленных предприятий различных отраслей переход на собственную генерацию электроэнергии при сложившемся и прогнозируемом уровне цен на электроэнергию с учетом перекрестного субсидирования и при условии его полного сокращения, мы рассчитали среднюю цену 1 кВт-ч в этих двух условиях, используя данные об известных объемах перекрестного субсидирования. Результаты, рассчитанные на основе данных Росстата, представлены в табл. 4 (Российский статистический ежегодник, 2016).

В 2015 году стоимость 1 кВт-ч для промышленных предприятий разных отраслей варьировала. Поскольку мы не располагаем статистическими данными об объемах потребления и уровне цен на электроэнергию за 2016–2017 годы, мы представим прогнозные величины, как и данные до 2021 года. Для прогнозирования необходимых показателей мы используем метод наименьших квадратов, который позволяет построить прогноз на основе имеющихся данных и является одним из наиболее простых методов, дающих точные результаты. Горизонт планирования составляет 4 года (без учета 2016 и 2017 годов).

Согласно Д. Китчину, существуют краткосрочные экономические циклы продолжительностью 3–4 года, поскольку, согласно современной экономической теории, информация, влияющая на принятие компаниями решения о существенном сокращении или же увеличении объема производства, запаздывает по времени. Следовательно, сложившийся средний уровень производства, а значит, и потребления электроэнергии на предприятиях отрасли сохранит прежнюю динамику примерно на 3–4 года, именно поэтому мы выбрали такой период прогнозирования.

Для того чтобы определить экономическую целесообразность строительства собственной электростанции при потребности в электроэнергии не более 25 МВт, что позволило бы построить мини-ТЭЦ, проведем расчет стоимости электроэнергии на 1 кВт-ч и сравним полученный результат со стоимостью электроэнергии, закупаемой на оптовом рынке для пяти компаний различных отраслей. Информацию о необходимой установленной электрической мощности для компаний мы взяли из доступных источников, после чего провели расчет сроков окупаемости проектов по строительству собственных электростанций и сравнили их значения для отраслей с целью выявить наиболее привлекательные отрасли для строительства мини-ТЭЦ.

Мы рассчитали показатели для ОАО «Уралэлектромедь», для других компаний данные рассчитываются аналогичным образом. В качестве кейсов для сельскохозяйственной отрасли рассчитывались данные для агрокомплекса «Горьковский», где потребность в электроэнергии составила 3 МВт, в отрасли оптовой и розничной торговли – для ООО «Лента» с потребностью в электроэнергии 11 МВт, в отрасли связи – ФГУП «Российская телевизионная радиопередающая сеть» с потребностью 8 МВт.

ОАО «Уралэлектромедь» – головное предприятие цветной металлургии в составе ОАО «Уральская горно-металлургическая компания». Основными видами деятельности являются:

- добыча медной руды;
- производство черновой меди;
- производство катодов медных;
- производство медного электролитического порошка и изделий из него;
- производство медного купороса и никеля сернокислого;
- производство золота и серебра в слитках, концентрат металлов платиновой группы, селена, теллура;
- производство сплавов на свинцовой основе.

Одна из производственных площадок компании находится в городе Верхняя Пышма Свердловской области, потребность в электроэнергии составляет 25 МВт (АО «Уралэлектромедь», [б. г.]). Для постройки собственной генерации на предприятии необходимо произвести подключение к источнику топлива. В качестве топлива мы выбрали природный газ как наиболее распространенный вид топлива для собственных электростанций.

В России цена на природный газ значительно ниже мировых, в 2015 году цена составила 5,5 руб./м<sup>3</sup>, за предыдущий год она выросла на 8%. Так как в себестоимости электроэнергии,

выработанной на объектах собственной генерации на предприятии, большую часть составляет стоимость газа, то при увеличении его цены себестоимость электроэнергии также будет возрастать. При постройке собственной электростанции предприятие должно будет нести постоянные эксплуатационные затраты, размер которых не зависит от количества вырабатываемой электроэнергии и тепла (зарплата обслуживающего персонала, плановое обслуживание и ремонт и т. д.).

При расчете окупаемости мини-ТЭЦ важно учесть все затраты, которые будет нести собственник в процессе работы газопоршневой электростанции. При расчете итоговой себестоимости производимой электроэнергии необходимо учитывать не теоретические цены на заводе-изготовителе, а реальную стоимость запасных частей, их транспортировку и таможенную очистку.

Данный расчет построим на примере электростанции Guasco SFGM 560, так как стоимость обслуживания газопоршневых электростанций Guasco – одна из самых низких в России. При расчете использованы следующие исходные данные:

- Стоимость газа – 5500 руб. с НДС за 1000 м<sup>3</sup>, теплотворная способность – 33,5 МДж/м<sup>3</sup>.
- Стоимость масла – 230 руб. с НДС за 1 л.
- Курс евро – 63 руб./евро.
- 1 год – 8000 рабочих моточасов.
- Все цены даны с учетом НДС 18%.

Для определения итоговой себестоимости вырабатываемой электроэнергии используется методика с включением основных групп затрат.

**Затраты на газ.** Расход газа для электростанции Guasco SFGM 560 мощностью 1025 кВт составляет 278,01 м<sup>3</sup>/ч при 100%-ной нагрузке. Затраты определяются по формуле:  $FG/1000 \text{ м}^3/P = 278,01 \times 5500/1000/1025 = 1,49$  руб. на 1 кВт-ч, где  $F$  – расход топлива заданной калорийности;  $G$  – стоимость газа за 1000 м<sup>3</sup> с НДС;  $P$  – мощность.

**Затраты на замену масла.** В газопоршневой электростанции Guasco SFGM 560 мощностью 1025 кВт замену масла нужно проводить каждые 1250 моточасов (чаще всего) или реже, в зависимости от условий эксплуатации. Объем масла на замену составляет 232 л. Для расчетов применим самый частый период замены – 1250 ч. Затраты на замену масла определяются по формуле:

$$LC/R/P = 232 \times 230/1250/1025 = 0,041 \text{ руб. на 1 кВт-ч.}$$

где  $L$  – объем меняемого масла;  $C$  – стоимость 1 л;  $R$  – регулярность замены.

**Затраты на угар масла.** Каждая газопоршневая электростанция нуждается в пополнении масла, которое сгорает в камере сгорания газового двигателя. Расчетное количество масла на угар составляет 0,2 г на выработанный 1 кВт-ч. Затраты на угар масла рассчитываются по формуле:

$$VC/1000 = 0,2 \times 230/1000 = 0,046 \text{ руб. на 1 кВт-ч,}$$

где  $V$  – объем масла на угар.

**Затраты на запасные части, включая капитальный ремонт.** Для определения итоговых затрат на запасные части следует учесть полную потребность в них в течение всего жизненного цикла газопоршневой электростанции, включая капитальный ремонт. Предполагаемые затраты должны обеспечить бесперебойное функционирование электростанции до и после капитального ремонта. Для электростанции Guasco мощностью 1025 кВт стоимость всех запасных частей составляет 410000 евро с НДС и таможенной очисткой. Итоговая себестоимость запасных частей, относимая на себестоимость 1 кВт-ч, определяется по формуле:

$$SE/O/P = 410000 \times 63 \text{ руб./} 64000/1025 = 0,39 \text{ руб. на 1 кВт-ч,}$$

где  $S$  – стоимость запасных частей, евро;  $E$  – курс евро;  $O$  – ресурс до капитального ремонта, ч.

**Затраты на услуги обслуживающей организации, проводящей регламентные сервисные работы.** Для расчета затрат на сервисные работы нужно использовать расценки организации, сертифицированной заводом-изготовителем на проведение этих работ. Это обеспечит не только сохранение гарантии на оборудование, но и проведение сложных работ.

При расчете мы учитываем, что все квалифицированные работы продолжает выполнять персонал сторонней организации, обладающий высокой квалификацией, имеющий дорогой профессиональный инструмент, суммарная стоимость которого может составлять несколько миллионов рублей. Выполнение части сервисных работ силами персонала заказчика при условии специального обучения или дополнительно нанятого персонала более высокой квалификации позволит снизить стоимость затрат. Тем не менее базовый расчет будем проводить в условиях, когда компания-заказчик не осуществляет сервисные работы самостоятельно.

Для электростанции Guasco SFGM 560 суммарные затраты на сервисное обслужива-

ние, включая капитальный ремонт, составляют 48000 евро с НДС. Сервисная составляющая в себестоимости электроэнергии определяется по формуле:

$$ME/I/P = 48000 \times 63/64000/1025 = 0,046 \text{ руб.}$$

на 1 кВт-ч. где  $M$  – сумма затрат, включая капитальный ремонт;  $I$  – межремонтный интервал.

**Затраты на выплату налога на имущество.** Определим затраты на налог исходя из средней стоимости строительства ТЭЦ в размере 50 млн руб. за 1 МВт «под ключ». Затраты определяются по формуле:

$$AT/100\%/P/8000 \text{ час/год} = 50000000 \times 2,2/100/1025/8000 = 0,13 \text{ руб. на 1 кВт-ч,}$$

где  $A$  – стоимость строительства;  $T$  – налог, %.

**Амортизационные отчисления.** Включение затрат на амортизационные отчисления подразумевает, что в процессе эксплуатации электростанций амортизируются средства, которые могут быть потрачены на полное обновление энергоблока после выработки его ресурса (3–4 капитальных ремонта, 240 000 – 300 000 моточасов). Затраты определяются по формуле:

$$A/W/P = 50000000/240000/1025 = 0,2 \text{ руб.}$$

на 1 кВт-ч, где  $W$  – полный ресурс.

**Поправка за счет утилизируемого тепла.** Параллельно с выработкой электрической энергии каждая электростанция мощностью 1025 кВт производит выработку тепловой энергии в количестве до 1325 кВт-ч. Для производства такого же количества тепла в котельной потребовалось бы сжечь 140 м<sup>3</sup> газа теплотворной способностью 33,5 МДж/м<sup>3</sup>. Таким образом, за счет утилизации тепла от работающего двигателя каждая электростанция экономит:  $140 \times 5500/1000/1025 = 0,751$  руб. на 1 кВт-ч.

Итоговая себестоимость складывается из суммы всех затрат на производство электроэнергии (газ, масло, сервис, работы, налоги, амортизация) и экономии средств за счет утилизации тепла:

- без учета утилизируемого тепла: 1,49 руб. + 0,041 + 0,046 + 0,37 + 0,046 + 0,13 + 0,2 = 2,323 руб. на 1 кВт-ч;
- с учетом утилизируемого тепла: 1,49 руб. + 0,032 + 0,036 + 0,28 + 0,033 + 0,08 + 0,12 – 0,751 = 1,32 руб. на 1 кВт-ч.

**Расчет срока окупаемости.** Мини-ТЭЦ как альтернатива внешней сети. Если на объ-

екте нет централизованного электроснабжения в полном объеме, необходимо рассчитывать срок окупаемости не всей мини-ТЭЦ, а разницы между стоимостью строительства и стоимостью организации внешнего электроснабжения (подключение, трасса, лимиты и т. д.). На некоторых объектах стоимость подключения внешней сети может быть выше, чем стоимость строительства мини-ТЭЦ. Поэтому окупаемость проекта наступает сразу по факту включения мини-ТЭЦ

Таблица 5  
Сравнение цены за 1 кВт-ч электроэнергии и экономии для предприятий различных отраслей

Отрасль	Перекрестное субсидирование		Без перекрестного субсидирования	
	Цена, руб.	Экономия, руб.	Цена, руб.	Экономия, руб.
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	2,77	1,43	2,24	0,9
Промышленное производство	2,02	0,68	1,64	0,3
Строительство	1,88	0,54	1,88	0,54
Оптовая и розничная торговля	1,50	0,16	1,20	-0,14
Транспорт и связь	2,92	1,58	2,35	1,01

в работу, с каждым выработанным киловаттом в час собственник получает дополнительную прибыль.

**Мини-ТЭЦ как дополнение к внешней сети.** Если на объекте уже организовано полное внешнее электроснабжение и ТЭЦ рассматривается только как средство снизить затраты на электричество, необходимо сравнить затраты на производство и покупку электроэнергии.

В 2017 году при средней стоимости покупки электроэнергии от сетей в размере 2,027 руб. с НДС за 1 кВт-ч для компании, занятой в промышленном производстве, экономия при выработке 1 кВт-ч электроэнергии с учетом полной утилизации тепла составит:

$$N - F = 2,02 - 1,34 = 0,681 \text{ руб. на 1 кВт-ч,}$$

где  $N$  – стоимость электроэнергии от сетей;  $F$  – стоимость производимой электроэнергии в 2017 году.

При строительстве электростанции электрической мощностью 1 МВт и при равномерной полной нагрузке мощностей в 2017 году удастся сэкономить:

$$H \times 8000 \text{ час/год} \times P = 0,681 \times 8000 \times 1025 = 5583300 \text{ руб.,}$$

где  $H$  – экономия в расчете на 1 кВт-ч.

Для определения стоимости 1 кВт-ч при собственной генерации на 2018 и последующие годы стоимость электроэнергии в 2017 году корректировалась на уровень инфляции по прогнозу Министерства экономического развития Российской Федерации, аналогично стоимость рассчитывалась для последующих периодов.

Как показали расчеты, для компании в сфере промышленного производства экономия на электроэнергии при строительстве собственной электростанции и при перекрестном субсидировании наступает в 2017 году, при полной отмене перекрестного субсидирования экономия меньше почти в 2 раза, но также положительна уже в первый год работы станции.

Также необходимо рассчитать период окупаемости собственной электростанции. В настоящий момент средняя стоимость строительства объекта «под ключ» составляет от 75 млн руб. за 1 МВт в зависимости от мощности и состава используемого оборудования.

Таким образом, при полной загрузке электрических мощностей и утилизации тепла срок окупаемости одной ТЭЦ может рассчитываться как частное от деления суммы вложенных инвестиций на экономию за год.

### Результаты расчетов

Для компании ОАО «Уралэлектромедь» срок окупаемости составил 13 лет при перекрестном субсидировании и 30 лет при его полном отсутствии. Аналогичным образом показатели были рассчитаны для других компаний. В ряде отраслей (сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство, транспорт и связь) экономия на строительстве собственной электростанции наибольшая, наименьший срок окупаемости инвестиций: 6 и 10 лет для компании сельскохозяйственной отрасли, 6 и 9 лет для компании в отрасли «Транспорт и связь» при перекрестном субсидировании и в случае его отсутствия.

Наибольший срок окупаемости определен для компании в строительной отрасли (17 и более 30 лет при наличии и отсутствии перекрестного субсидирования соответственно), в оптовой и розничной торговле (более 30 лет при наличии и отсутствии перекрестного субсидирования). Объем экономии на 1 кВт-ч для различных отраслей представлен в табл. 5 (Российский статистический ежегодник, 2016).

При постройке собственной генерации особое внимание стоит уделить вопросам надежности электроснабжения: возникновение нештатной ситуации или проведение планового ремонта может вывести объект собственной генерации из строя, сбой в генерации электроэнергии и, как следствие, сбой в операционной деятельности предприятия. Для решения этой задачи необходимо либо рассчитывать постройку генерации с определенным резервом, либо предпринимать меры для подключения к внешним источникам электроснабжения, энергия которых не будет ис-

пользоваться в условиях нормального режима работы собственной генерации.

Одной из причин, по которой себестоимость электроэнергии, выработанной на объектах собственной генерации на предприятии (мобильной газотурбинной электростанции или мобильной газопоршневой электростанции) ниже, чем электроэнергии, приобретаемой либо у поставщика электроэнергии, либо на оптовом рынке электроэнергии и мощности ОРЭМ, является то, что потребителю не нужно оплачивать услуги по передаче электрической энергии (плата за транспорт) и сбытовую надбавку поставщика. Стоит отметить, что услуги на передачу и сбытовая надбавка могут составлять до 60% от конечного тарифа на электроэнергию для предприятий.

### Выводы и рекомендации

Собственная генерация электроэнергии дает владельцу электростанции возможность продавать излишки выработанной электроэнергии другим потребителям на розничном рынке электроэнергии по договорной цене.

Несмотря на то что использование собственных генерирующих мощностей на сегодняшний день является весьма привлекательным способом обеспечения предприятия электроэнергией, для ряда отраслей нельзя однозначно считать строительство собственных станций выгоднее покупки электроэнергии.

Наличие нескольких составляющих, из которых складывается конечная цена на электроэнергию для оптовых участников оптового рынка, ведет к тому, что формирование цены непрозрачно, привлечение государством необходимых инвестиций для поддержания электростанций и сетей передачи электроэнергии могут приводить к ситуации, когда бизнесу выгоднее искать альтернативные методы энергообеспечения.

Тем не менее позитивная тенденция, связанная с сокращением перекрестного субсидирования, становится положительным сигналом для компаний, на сегодняшний день разница в цене генерации электроэнергии и покупки ее на ОРЭМе такова, что можно рекомендовать компаниям продолжить закупать электроэнергию на рынке или же искать более приемлемые способы энергообеспечения, но не строить собственную электростанцию, которая могла бы полностью обеспечивать компанию электроэнергией.

Как показали расчеты, для компаний различных отраслей срок окупаемости строительства собственной электростанции может отличаться, в связи с чем прежде всего необходимо учитывать,

какой деятельностью занимается предприятие. В расчетах учитывалась минимально возможная стоимость строительства электростанции, если оборудование окажется дороже или появятся другие дополнительные затраты, срок окупаемости увеличится. Более того, строительство собственной электростанции требует больших инвестиций (а значит, их нужно будет изъять из производственной цепочки), привлечения дополнительного финансирования. В сложившейся кризисной ситуации данный фактор способен привести к снижению платежеспособности компании, ухудшению финансовой устойчивости.

Компании, планирующие строительство собственных генерирующих мощностей на практике, могут не добиться желаемого положительно-го эффекта по следующим причинам:

- Уровень напряжения для подачи электроэнергии был неверно согласован в договоре оказания услуг. Данный фактор существенным образом влияет на величину тарифа по передаче электроэнергии;
- Схема присоединения объекта генерации электрической энергии к электрическим сетям была разработана некорректно;
- Возможны юридические «барьеры», связанные с оформлением сбыта электроэнергии, произведенной на объекте собственной генерации, прочим потребителям;
- В связи с публичностью договора технологического присоединения объекта по производству электрической энергии возможны правовые коллизии;
- Законодательно запрещено совмещение видов деятельности в пределах ценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности;
- Существуют тарифные ограничения на реализацию электрической и тепловой энергии потребителям, в том числе входящим в одну группу лиц, в энергосистемах, не имеющих соединения с Единой энергосистемой России и не относящихся к технологически изолированным энергетическим системам.

Все перечисленные выше пункты не имеют правового значения, если объект по производству электрической энергии создается исключительно для собственных нужд предприятия и не требует синхронизации с внешней энергосистемой. Тогда потребитель берет на себя полный контроль и ответственность за процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, а также самостоятельно несет правовые риски, связанные с эксплуатацией опасных производственных объектов.

Несмотря на определенные сложности, доля распределенной генерации электроэнергии в России продолжает расти. В целом, опыт предприятий, внедряющих собственную генерацию, позитивен. К примеру, компания «Лукойл – Западная Сибирь» построила объекты собственной генерации по причине дефицита трансформаторной мощности, необходимости повысить надежность электроснабжения, снизить себестоимость производимой продукции. Спустя несколько лет после установки и запуска объекта экономия на электроэнергии составила 530 млн руб. Компания рассчитывает, что в дальнейшем удастся сэкономить еще больше.

ОАО «НЛМК» отметила, что в 2014 году были запущены и работают объекты генерации: ТЭЦ НЛМК, газотурбинная расширительная станция и утилизационная ТЭЦ. Благодаря инвестиционной программе НЛМК за 1999–2014 годы мощность объектов собственной генерации достигла 275 МВт, таким образом, обеспеченность собственной электроэнергией составила 54%, снижение удельного потребления энергоресурсов на тонну стали – 19%, вторичные топливные газы составляют 90% от общего объема топлива. На начальном этапе компания столкнулась с рядом трудностей. Более двух лет потрачено на заключение договора технического присоединения с МРСК и передачу соответствующих полномочий в ФСК ЕЭС. Уже в ходе строительства утилизационной ТЭЦ появился проект постановления правительства РФ об обязательности работы всех станций мощностью более 25 МВт на оптовом рынке электроэнергии, в финальной редакции постановления были определены исключения, которым соответствуют блок-станции промышленных потребителей, утилизирующих вторичные энергоресурсы (Постановление 2010). Также определенные проблемы были связаны с длительностью процедур согласования с различными органами и сложностью оформления документов: на согласование топливного режима на природный газ потребовалось два года, УТЭЦ потрачено на сдачу объекта надзорным органам и подготовку всех документов, необходимых для регистрации права собственности, – еще 1,5 года после запуска.

Далеко не все проекты распределенной энергетики дают тот экономический эффект, на который они были рассчитаны. Основная причина просчетов при реализации проекта по переходу на собственную генерацию – отличие фактических значений от целевых по следующим категориям: загрузка оборудования, режимы работы, стоимость эксплуатации, стоимость строительства и длительность инвестиционной фазы.

Важно понимать, что на первых этапах реализации проекта глубина проработки напрямую влияет на финансовый и технический результаты. Стоимость технической проработки проекта на начальной стадии его реализации составляет примерно 1,5–2,0% капитальных затрат на строительство объекта. Однако именно этот этап определяет экономическую и техническую эффективность

всего проекта собственной генерации. Бизнес-идею надо прорабатывать с учетом нескольких составляющих: в стоимости электроэнергии от 40 до 60% занимает сетевая составляющая; стоимость электроэнергии с генераторов включает в себя оплату ДПМ, то есть инвестиционную составляющую; КПД энергосистемы – 36% (малые энергоустановки имеют КПД более 40%); объем

сбыта тепла в энергосистеме составляет 30–40%, при строительстве собственной генерации его можно довести до 70–75%. Срок окупаемости строительства новых мощностей в энергосистеме РФ – не менее 7–10 лет при доходности не выше 14%. Соответственно, даже успешный проект по созданию собственной генерации ухудшает финансовую отчетность предприятия.

Существенное влияние на выбор генерирующего оборудования оказывает эффективность энергосистемы в каждом районе, что связано с большой территориальной протяженностью территории РФ и разнообразием климатических и географических условий. Все это приводит к необходимости корректного выбора основного генерирующего оборудования.

1. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации ( [б.г.] ). URL <http://ac.gov.ru>.
2. АО «Уралэлектромедь» ( [б.г.] ). URL: <http://www.elem.ru>.
3. Арузманов И. (2013) Камень преткновения в отрасли – это перекрестное субсидирование // Коммерсант. 20 мая.
4. Володин Ю. В., Линдер Н. В. (2017) Тарифная политика и перекрестное субсидирование в электро- и теплоэнергетике // Стратегии бизнеса. № 1. С. 37–47.
5. Ворожихин В. (2013) Организационно-экономические механизмы развития энергетики. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing. 245 с.
6. Гительман Л. Д. (2013) Экономика и бизнес в электроэнергетике. М.: Экономика. 432 с.
7. Долматов И., Золотова И. (2015) Сколько стоит избыточная мощность генераторов? // ЭнергоРынок. № 8. С. 32–35.
8. Единая энергетическая система России: промежуточные итоги: декабрь 2015 г. (2016) // Информационный обзор. Системный оператор Единой энергетической системы. URL: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2017/ups\\_review\\_dec16.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2017/ups_review_dec16.pdf).
9. Журавлева С. Н., Попов К. А., Лисицын И. М. (2014) Развитие системы ценообразования в строительстве объектов электроэнергетики // Надежность и безопасность энергетики. № 15. С. 21–24.
10. Зыкова Т. (2016) Эксперимент по соцнормам на потребление электричества населением зашел в тупик // Российская газета. 22 мая. URL: <https://rg.ru/2016/05/22/sp-vvedenie-socnormy-potrebleniia-elektrichestva-ne-privodit-k-ekonomii.html>.
11. Королев И. А., Хабачев Л. Д. (2013) О направлениях и принципах ликвидации системы перекрестного субсидирования в электроэнергетике // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. № 6–1. С. 54–64.
12. Кривошапка И. (2013) Распределенная генерация в России: конкурент большой энергетике или способ залезть в карман потребителей? // Энергетика и промышленность России. № 5. С. 25–33.
13. Павлов Н. П. (2013) Тупик перекрестного субсидирования // Эксперт. URL: <http://expert.ru/expert/2013/16/tupik-perekrestnogo-subsidirovaniya/>.
14. Постановление Правительства РФ от 25.02.2014 № 136 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)» // Правительство России URL: <http://static.government.ru/media/files/41d4c330af80696e8b86.pdf>.
15. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 (ред. от 02.09.2017) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» // КонсультантПлюс. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_112537/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/).

16. Приказ ФСТ России от 18.03.2015 г. № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 № 228-э» // КонсультантПлюс. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_179030/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179030/)
17. Российский статистический ежегодник (2016): Стат. сб./Росстат. М. 725 с.
18. Ряпин И. (2013а) Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы/Энергетический центр Московской школы управления «Сколково». М. 97 с.
19. Ряпин И. (2013б) Риски «большой» электроэнергетики: уход потребителей на самостоятельное обеспечение электроэнергией как результат недоработки реформы/Энергетический центр Московской школы «Сколково». М. 117 с.
20. Селляхова О. (2012) Перекрестное субсидирование и социальная норма электропотребления // Эффективное Антикризисное Управление. № 6. С. 32–48.
21. Системный оператор Единой энергетической системы («СО ЕЭС») ( [б.г.] ). URL: <http://www.so-ups.ru/index.php?id=markets>.
22. Трачук А. В. (2010а) Реформирование электроэнергетики и развитие конкуренции. М. С. 44–49.
23. Трачук А. В. (2010б) Риски роста концентрации на рынке электроэнергии/Энергорынок. № 3. С. 28–37.
24. Трачук А. В. (2011) Реформирование естественных монополий: цели, результаты и направления развития. М. 320 с.
25. Трачук А. В., Линдер Н. В. (2017) Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: подходы к моделированию снижения его объемов // Эффективное Антикризисное Управление. № 1 (100). С. 24–35.
26. Трачук А. В., Линдер Н. В., Золотова И. Ю. и др. (2017) Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: проблемы и пути решения. СПб.: Реальная экономика. 121 с.
27. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об электроэнергетике» // КонсультантПлюс. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=221345&fld=134&dst=100000001,0&rnd=0.9639155688799745#0>.
28. ФСТГ РФ [б.г.]. URL: <http://www.gks.ru>.
29. Черезов А. В. (2016) Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2015 году. М.: Минэнерго России. 72 с.