

В № 2 «ЭКО» за 2006 г. обсуждалось состояние электроэнергетики в Новосибирской области. В предлагаемой статье анализируются составляющие себестоимости электроэнергии и обоснованность энерготарифов, дается прогноз того, что ожидает потребителей электроэнергии после реформирования отрасли.

Тарифы на электроэнергию — за что платят потребители*

И. Г. ЧИРКОВА,
кандидат экономических наук,
Сибирский НИИ экономики сельского хозяйства СО РАСХН,
В. П. МОСОЛОВ,
начальник ПТУ ЗАО «РЭС» ОАО «Новосибирскэнерго»,
Новосибирск

На фоне общей экономической ситуации в стране сегодня потребителей не столько страшит постоянное увеличение энергетических тарифов, сколько беспокоит отсутствие объективной информации о том, что именно они оплачивают, рассчитываясь за потребленное электричество. И как повлияет на стоимость электрической энергии реформирование отрасли.

В настоящее время существует значительная разница между ценами на электроэнергию по субъектам Российской Федерации. Так, например, в Сибирском федеральном округе наименьший тариф (средняя величина по АО-энерго) действует на территории Иркутской области, а максимальный — в Республике Алтай, который превышает минимальный в 4,5 раза.

В частности, в энергосистеме Новосибирской области при определении стоимости электроэнергии учитываются следующие затраты:

- на генерацию (производство) электроэнергии — 60% (примерно 20% электроэнергии производится гидроэлектростанцией, остальной объем — тепловыми электростанциями);

* При написании статьи использовалась информация с сайтов региональных энергокомпаний, а также <http://www.rao-ees.ru>; <http://www.fstrf.ru>; <http://www.allrussia.ru>; <http://esco-ecosys.narod.ru>



- на передачу электроэнергии по электросетям и распределение – 35%;
- на энергосбытовую деятельность – 4–5%.

Таким образом, большая часть затрат связана с производством электрической энергии.

Сегодня в России 66% электроэнергии производится на теплоэлектростанциях, на гидроэлектростанциях – 18%, на атомных электростанциях – 16%. В разрезе энергозон наибольший объем электроэнергии производят электростанции Центра (23,9%), Урала (22,8%), Сибири (20,8%). На энергозоны Северо-Запада, Волги, Юга и Востока приходится 32,5% от совокупного объема генерации по России.

Структура потребления топлива на электростанциях холдинга РАО «ЕЭС России» сложилась следующая: уголь – 27,2–30,1%, мазут – 4,3–5,1%, газ – 64,4–68,1%, прочие – 0,4%. Большая часть угольных электростанций расположена в Сибири и на Дальнем Востоке, где в структуре энергоносителей для производства электрической энергии доля угля превышает 70%. При этом 75% газовых станций размещено в Центральном регионе России. А средняя себестоимость производства 1 кВт·ч на угле дороже, чем на газе.

С наименьшей себестоимостью в Сибирском федеральном округе производится электроэнергия на электростанциях АО «Иркутскэнерго», 85% которой генерируют гидроэлектростанции. Себестоимость производства электроэнергии выше по сравнению с Иркутской областью в Красноярском крае – в 2,2 раза, в Кемеровской области – в 2,8, в Тюменской области – в 3,4, Томской области – в 4,0, в Новосибирской области – в 4,1, на территории Алтайского края и Республики Алтай – в 4,8, в Республике Бурятия – в 4,9, в Омской области – в 5,0, в Читинской области – в 5,3 раза.

Расходы, связанные с энергосбытовой деятельностью, включают расходы на контроль и снятие показаний с приборов учета, установку и эксплуатацию указанных приборов, организацию и содержание систем учета и обработки данных, ведение договорной работы. Величина расходов на сбытовую деятельность определяется количеством точек подключения обслуживаемых абонентов.

Электросетевая составляющая тарифа имеет следующую структуру: расходы на капитальный ремонт основных средств – 1–3%, на эксплуатацию и обслуживание электросетевого комплекса – 45%, амортизационные затраты – 25%, возмещение потерь электроэнергии – 20%, прочие – 2%.

В связи с нарастающим старением электросетевого оборудования капитальный ремонт основных средств является ключевым фактором в обеспечении надежности электроснабжения потребителей. По сути, средства на восстановление необслуживаемых, брошенных, а также ветхих электросетей должны закладываться в тариф. Однако рост тарифа имеет ограничения, которые устанавливает федеральное правительство для каждого субъекта Федерации. Поэтому для реализации программ по восстановлению требуется помощь как областных, так и местных бюджетов.

На сегодняшний день только половина электросетевого оборудования имеет хорошее состояние. По Новосибирской области в неудовлетворительном (ветхом) состоянии пребывают 15,7% электросетей сельскохозяйственного назначения напряжением 0,38 кВ, 13,3% – напряжением 6–20 кВ; 9,9% трансформаторных подстанций сельскохозяйственного назначения. А в целом по области к 2006 г. должно быть амортизировано около 81,3% низковольтных трансформаторных подстанций, 76,4% – воздушных линий электропередач напряжением 0,4 кВ и 61,8% – напряжением 10 кВ.

Средства амортизационного фонда используются на инвестиционные программы, направленные на техперевооружение, реконструкцию и новое строительство. Порядок согласования программ производственного развития должен быть обозначен в соответствующем документе, разрабатываемом Федеральной энергетической комиссией России по согласованию с министерствами, отвечающими за энергетическую политику и экономическое развитие. До разработки такого документа в тарифы на энергию включаются средства на развитие производства в объемах, согласованных с администрацией региона (субъекта Российской Федерации). Основанием для разработки программ произ-

водственного развития могут служить предписания государственных надзорных органов.

В затратах на эксплуатацию и обслуживание электросетевого комплекса приблизительно 82% занимает заработная плата, остальная часть идет на приобретение вспомогательных материалов для осуществления профильной деятельности.

При расчете средств, необходимых для возмещения потерь электроэнергии, следует учитывать технические потери, неизбежные при передаче энергии по электросетям. Проблема потерь электроэнергии при ее передаче является одной из самых острых в электроэнергетике. Ежегодно фактические потери в сетях достигают 20% от поступления электроэнергии в распределительные сети, и энергоснабжающие компании прилагают немало усилий, чтобы сократить сверхнормативные потери. В этих условиях многое зависит от точности определения технологических (нормативных) потерь, сопровождающих передачу электроэнергии.

В международной практике потери в магистральных и распределительных сетях в сумме не превышают 8–10% от поступления электроэнергии в сети. В последние пять лет потери же в сетях российских энергосистем были на уровне 6,7% от отпуска электроэнергии в «Тюменьэнерго», 7% – в «Кузбассэнерго», 9,5% – в «Иркутскэнерго», 11,5% – в «Красноярскэнерго», 15,7% – в «Алтайэнерго», 17,8% – в «Новосибирскэнерго», 19,2% – в «Читаэнерго», 23,6% – в «Бурятэнерго».

По оценкам специалистов, коммерческие потери в сетях Российской Федерации составляют 20–30% суммарных потерь. Эти потери связаны с несовершенством системы учета, неточностью снятия показаний счетчиков, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты электропотребителей, наличием неучтенных потребителей.

Коммерческие потери электрической энергии, за исключением потерь, связанных с погрешностью показаний приборов коммерческого учета, не учитываются в тарифах на электроэнергию. Однако региональные энергетические комиссии включают в тарифы на электроэнергию обоснованные расходы, не-

обходимые регулируемым организациям (АО-энерго) для недопущения образования коммерческих потерь.

К примеру, в Новосибирской области только бытовые потребители возмещают потери в размере 370 млн руб. в год. При этом следует иметь в виду, что население области потребляет только около 22% электричества. В таблице представлены мероприятия по борьбе с потерями в энергосистеме Новосибирской области.

**Потери электроэнергии и мероприятия по их снижению
в энергосистеме Новосибирской области
(сети напряжением 10–0,4 кВ), млн кВт·ч/год**

Показатель	Городские электросети				Сельские электросети			
Пропуск электроэнергии в сеть	2635,6				1824,8			
Технические потери электроэнергии в сети	298,2				267,8			
Коммерческие потери электроэнергии	93,0				222,3			
<i>Беззатратные мероприятия, направленные на снижение потерь электроэнергии (2004 г.)</i>								
Организация снижения технологического расхода электроэнергии на ее транспорт	1,4				8,7			
Совершенствование систем расчетного и технического учета электроэнергии	1,6				2,2			
<i>Инвестиционные предложения, направленные на снижение потерь</i>								
	2004	2006	2007	2008	2004	2006	2007	2008
Сокращение потерь электроэнергии	5,8	1,9	3,9	3,7	20,4	36,3	18,4	15,0
Объем инвестиций, млн руб.	5,8	7,4	23,9	24,0	14,1	92,1	120,5	63,8

Оценка экономической обоснованности отдельных статей расходов производится согласно Федеральному закону «О государственном регулировании тарифов на электричес-

кую и тепловую энергию в Российской Федерации», «Основам ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации». В «Методических указаниях по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» расходы на социальные программы в отрасли рекомендуется включать в тарифы на энергию только в объемах, согласованных с администрацией региона (субъекта Российской Федерации).

Что же ожидает потребителей электричества в России завтра, когда завершится реформирование отрасли?

В процессе реструктуризации будет проводиться демополизация сферы производства электроэнергии путем постепенного выделения генерирующих компаний из Российского акционерного общества «ЕЭС России». При этом появится возможность обеспечивать территорию электроэнергией, снизив ее стоимость за счет заключения договора купли-продажи электроэнергии с поставщиками, цена энергии у которых ниже по сравнению с производимой сейчас в АО-энерго данной территории.

С учетом того, что стоимость электроэнергии, генерируемой гидроэлектростанциями, наиболее низкая, приоритеты могут быть смещены в сторону покупки электричества именно из таких источников. Однако объем энергии, вырабатываемой ГЭС, не безграничен. Так, например, сейчас АО «Иркутскэнерго» поставляет на ФОРЭМ около 10,5% вырабатываемой электроэнергии. Располагаемая же мощность гидроэлектростанций составляет уже 93% от их установленной мощности.

Для Сибирского федерального округа в ближайшей перспективе реалистичен вариант использования энергии, вырабатываемой электростанциями Экибастуза. Стоимость экибастузского угля из-за неглубокого залегания пластов ниже по сравнению с аналогичными российскими марками этого вида топлива, поэтому электроэнергия здесь дешевле, чем на местных угольных электростанциях.

Сейчас на угле Экибастуза работают электростанции Урала и Сибири. Среднегодовая доля экибастузского угля

на предприятиях РАО «ЕЭС России» – около 20% общего объема потребления угля. Для перевода этих электростанций с экибастузского на кузнецкий уголь необходима комплексная замена оборудования, которая приведет к увеличению тарифа на электроэнергию, как прогнозируется – не менее чем в 1,5 раза. Использование кузнецких углей, которые могут замещать экибастузские без модернизации станций, ограничено существующим объемом их добычи в Кузбассе. Для увеличения добычи потребуются инвестиции в развитие угольных мощностей, что также повлияет на рост тарифа на электроэнергию.

Что касается электросетевой составляющей тарифа, то вряд ли можно ожидать, что в территориальном электросетевом бизнесе возникнет жесткая конкуренция, которая будет вынуждать электросетевые компании к сокращению издержек. Поэтому основным стимулом проведения мероприятий, например, по оптимизации потерь энергии будет повышение прибыльности электросетевого бизнеса.

Сегодня в некоторых регионах России существует такая практика: для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, а также в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и электроотопительными установками, применяется понижающий коэффициент 0,7. Выпадающие доходы энергоснабжающей организации компенсируются путем выделения ей дополнительных источников финансирования, например, бюджетных средств. При отсутствии таковых источников выпадающие доходы компенсируются за счет поднятия тарифов на электроэнергию для других категорий населения либо для всех прочих потребителей электроэнергии.

В ходе реализации структурных реформ электроэнергетики предполагается ликвидировать перекрестное субсидирование населения, довести тариф на электроэнергию для бытовых потребителей до экономически обоснованного уровня и избежать выпадения доходов у энергоснабжающих организаций. Однако резкое повышение тарифа для всех категорий населения может привести к негативным социальным

последствиям. Поэтому требуемый для жизнеобеспечения объем электроэнергии потребитель будет иметь возможность получать по «льготной» цене. Предусматривается, что величина этого объема станет определяться социальной нормой потребления электроэнергии.

Введение социальной нормы потребления электрической энергии произведено уже во Владимирской, Нижегородской и Свердловской областях, в Красноярском крае и Читинской области.

В Читинской области с целью защиты интересов населения с 1 января 2005 г. введены дифференцированные в зависимости от объемов потребления тарифы на электрическую энергию, отпускаемую от электрических сетей ОАО «Читаэнерго». В пределах объема потребления 54 кВт·ч на одного человека в месяц тариф для городского жителя – 1,09, для сельского – 0,80 руб./кВт·ч. А если объем потребления электроэнергии одним человеком превышает 54 кВт·ч, то в среднем указанный тариф увеличивается на 14%. Размер социальной нормы электропотребления установлен в соответствии с законом «О потребительской корзине в Читинской области».

В других субъектах РФ размер социальной нормы потребления в среднем составляет 50 кВт·ч/чел., однако уровни тарифов в пределах и сверх социальной нормы различаются в 1,3–1,8 раза.

На сегодняшний день в российском законодательстве не определено понятие социальной нормы потребления электроэнергии. А такой показатель, как норматив потребления электроэнергии, может отражать только технические аспекты проблемы. Анализ данных по электропотреблению в Новосибирской области за последние пять лет показывает, что городской житель области потребляет за месяц около 180 кВт·ч, сельский – 120 кВт·ч. Поэтому 50 кВт·ч вряд ли могут удовлетворить минимальную месячную потребность человека в электричестве. По нашему мнению, размер социальной нормы потребления электроэнергии должен быть детально обоснован с учетом региональных особенностей.