

ВОПРОСЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАСХОДОВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ОПЛАТУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Ключевые слова: нагрузка, оптимизация, потребители, тарифы, эксплуатация, электрическая энергия.

Аннотация. В работе представлены результаты анализа тарифных систем оплаты за электрическую энергию и выбора оптимальной для потребителя. Приведены меры, которые могут быть приняты для снижения этой стоимости.

Электрическое освещение, двигатели и специальные технологические установки, трансформаторы и кабельные или воздушные линии, входящие в состав принадлежащего потребителю производства, образуют электроустановку потребителя, в отношении которой действуют строгие организационно-технические правила и нормы эксплуатации [1, с. 2]. Режим работы электроустановок принято описывать с помощью суточных, недельных, месячных и годовых графиков нагрузки. Владение этой информацией позволяет понять, почему потребителю предлагают несколько различных тарифных систем для оплаты электроэнергии, от каких характеристик режима работы зависит стоимость потребленной электроэнергии, как выбрать оптимальную для потребителя тарифную систему, какие меры могут быть предприняты для снижения этой стоимости.

Режим работы каждого потребителя также характеризуется суточным графиком электропотребления, который характеризуется следующими показателями:

- 1) максимальная P_{\max} и минимальная P_{\min} нагрузка;
- 2) среднесуточная нагрузка

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{сут}} : 24 \quad (1)$$

где $W_{\text{сут}}$ – суточное потребление электроэнергии, кВт·ч;

- 3) продолжительность (число часов) использования максимальной нагрузки:

$$T_{\max} = W_{\text{год}} : P_{\max} \quad (2)$$

где $W_{\text{год}}$ – годовое потребление электроэнергии, кВт·ч.

Во многих случаях, вместо 365 суточных графиков не високосного года, используются суточные графики характерных зимнего и летнего рабочих дней, а также годовые графики месячных максимумов. При решении задачи оптимизации расходов на производство электрической энергии генерирующими компаниями суточный график условно может быть разделен на три характерные зоны: пиковую – зона выше среднесуточной нагрузки; полупиковую – зона между минимальной и среднесуточной нагрузкой; базисную – зона, расположенная ниже минимальной нагрузки.

Для обеспечения минимальной стоимости отпускаемой электроэнергии в базовой части графика должны работать генераторы и станции с минимальной удельной стоимостью выработки электроэнергии. Станции с худшими характеристиками должны привлекаться к работе при возникновении технических ограничений в зонах полупиковой и пиковой нагрузок. При этом выработка одного кВт·ч электроэнергии в этих зонах графика обходится существенно дороже.

В [2, с. 26] рекомендуются следующие договорные формы обеспечения потребителя электроэнергией: договор купли-продажи электроэнергии; договор поставки электроэнергии; договор энергоснабжения. Эти договора имеют две основные особенности.

1. Договоры купли-продажи и энергоснабжения различаются наличием у продавца обязанности подать электроэнергию потребителю на его энергопринимающие устройства через присоединенную сеть. По договору купли-продажи у продавца такой обязанности нет, а есть лишь обязательство продать электроэнергию, способ доставки которой определяет покупатель.

2. Договор энергоснабжения заключается между потребителем и сбытовой организацией и определяет порядок и объем поставки электроэнергии. Обязательства по транспорту электроэнергии принимает на себя энергоснабжающая организация (ЭСО), и их соблюдение прописывается в договоре о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии.

Таким образом, основной задачей потребителя является заключение договора энергоснабжения или купли-продажи с выбранной сбытовой организацией на основании анализа результатов ее деятельности за предыдущий период.

Правильный выбор эффективной сбытовой компании – залог успеха в снижении затрат на покупку электроэнергии. Для определе-

ния эффективной ЭСО целесообразно сравнение предлагаемого тарифа по договору купли-продажи электроэнергии, поскольку в стоимость услуг не включен тариф на передачу электроэнергии по сетям территориальной сетевой организации (ТСО) [3, с. 32]. В случае заключения договора купли-продажи потребитель получает реальную информацию об эффективности работы сбытовой компании, поставляющей электроэнергию.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом – региональной службой тарифов (РСТ) одновременно в 3 вариантах: 1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 кВт·ч поставляемой электрической энергии (мощности); 2) двухставочный тариф, включающий ставку за 1 кВт·ч электрической энергии и ставку за 1 кВт мощности; 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам, самостоятельно выбирают для проведения расчетов любой из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в силу тарифа [4, с. 33].

Тарифы на розничном рынке подлежат дифференциации по группам (категориям) потребителей электроэнергии, которая отражает различия в стоимости производства, передачи и сбыта электрической энергии. Основания для дифференциации: величина присоединенной (заявленной) мощности; режим использования электрической мощности; категория надежности электроснабжения; уровни напряжения присоединения электрической сети.

Регулируемые тарифы на электрическую энергию представляют сумму:

$$T = C_{\text{ЭЭ}} + T_{\text{услуги}} + T_{\text{сбыт}} + T_{\text{транспорт}}, \quad (3)$$

где $C_{\text{ЭЭ}}$ – средневзвешенная стоимость единицы электрической энергии, производимой и (или) приобретаемой сбытовыми организациями на оптовом и розничном рынках по регулируемым тарифам; $T_{\text{услуги}}$ – тариф на услуги, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей и размер платы за которые в соответствии с законодательством РФ подлежит государственному регулированию (за исключением услуг по передаче электрической энергии); $T_{\text{сбыт}}$ – сбытовая надбавка; $T_{\text{транспорт}}$ –

стоимость услуг по передаче единицы электрической энергии, если электрическая энергия поставляется на основании договора энергоснабжения. Пример дифференциации тарифов приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Пример дифференциации тарифов

Группа потребителей	Единица измерений	Диапазон напряжения			
		ВН 110 кВ	СН 1 35 кВ	СН 2 20-1 кВ	НН 0,4 кВ
Одноставочный тариф (при годовом числе часов использования максимума нагрузки T_M)					
7000 часов и выше	руб./кВт·ч	1,78	2,00	2,32	2,70
6000–7000 часов	руб./кВт·ч	1,83	2,05	2,34	2,82
5000–6000 часов	руб./кВт·ч	1,94	2,20	2,43	2,94
4000–5000 часов	руб./кВт·ч	2,05	2,30	2,79	3,14
3000–4000 часов	руб./кВт·ч	2,33	2,48	3,10	3,46
2000–3000 часов	руб./кВт·ч	2,66	3,00	3,35	3,98
До 2000 часов	руб./кВт·ч	2,91	3,28	3,58	4,22
Двухставочный тариф					
плата за мощность	руб./кВт/мес.	598,95	604,82	640,84	-
плата за энергию	руб./МВт·ч	940,00	940,00	1140,0	-
плата за энергию (генерат. на-пряж.)	руб./МВт·ч	870,00	-	-	-
Одноставочные тарифы, дифференцированные по зонам суток					
ночная зона	руб./кВт·ч	0,98	-	1,59	-
полупиковая зона	руб./кВт·ч	1,82	-	2,42	-
пиковая зона	руб./кВт·ч	3,17	-	3,90	-

Одноставочный тариф покупки электрической энергии (мощности), предоставляемой потребителям и покупателям – субъектам розничного рынка (кроме населения), рассчитывается исходя из ставок за

электрическую энергию и мощность и дифференцируется в зависимости от числа часов использования заявленной мощности. Дифференциация устанавливается для диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности, приведенного в таблице 1. Чем больше число часов использования заявленной мощности, тем ниже тариф на электроэнергию для потребителя.

При выборе двухставочного тарифа предусмотрена отдельная оплата за заявленную мощность и объем потребляемой электроэнергии. Возможная дифференциация тарифов по зонам суток определяется наличием соответствующих требований к системе учета электрической энергии и желания самого потребителя.

Годовая плата за потребляемую электроэнергию потребителя, рассчитываемого по одноставочному тарифу, определяется исходя из суммарного электропотребления и соответствующей тарифной ставки по формуле:

$$C_0 = \sum_{i=1}^{12} W_{\text{потр } i} \cdot T_{\text{зо}}, \quad (4)$$

где $W_{\text{потр } i}$ – объем электропотребления за месяц i расчетного года;

$T_{\text{зо}}$ – тарифная ставка одноставочного тарифа соответствующей степени напряжения.

При расчете по двухставочному тарифу плата за электропотребление определяется суммой двух составляющих – платы за заявленную мощность $N_{\text{заявл } i}$ и платы за фактическое потребление электроэнергии $W_{\text{потр } i}$:

$$C_{\text{д}} = \sum_{i=1}^{12} (N_{\text{заявл } i} \cdot T_{\text{мд}} + W_{\text{потр } i} \cdot T_{\text{эд}}), \quad (5)$$

где $T_{\text{мд}}, T_{\text{эд}}$ – ставки двухставочного тарифа за мощность и энергию соответственно; $N_{\text{заявл } i}$ принимается равной 1,05 от максимальной мощности рабочего дня в часы максимума энергосистемы.

Годовая плата за потребляемую электроэнергию абонента, рассчитываемого по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток (зонному тарифу), определяется исходя из электропотребления и тарифной ставки, соответствующих каждой зоне суток (пик, полупик, ночь). Временные границы зон устанавливаются решением федеральной службы по тарифам (ФСТ) по энергетическим зонам объединенной энергосистемы (ОЭС) РФ и конкретизируются для

отдельных регионов. Суммарная плата за потребленную электроэнергию при данном тарифе определяется как:

$$C_3 = \sum_{i=1}^{12} (W_{pi} \cdot T_{эп} + W_{ппi} \cdot T_{эпп} + W_{ни} \cdot T_{эн}), \quad (6)$$

где $W_{п}$, $W_{пп}$, $W_{н}$ – суммарное месячное электропотребление, оплачиваемое по тарифу пиковой (п) (с 8.00 до 11.00, и с 20.00 до 22.00), полупиковой (пп) и ночной (н) (с 23.00 до 7.00) зон графика нагрузки; $T_{эп}$, $T_{эпп}$, $T_{эн}$ – тарифные ставки за потребленную электроэнергию по зонам графика нагрузки.

Рассмотрим возможные варианты оплаты потребителем электроэнергии по данным тарифам и определим, какой из них является предпочтительным с экономической точки зрения в зависимости от T_M . При этом необходимо ввести коэффициент соотношения ставок тарифов K_T , определяющий соотношение между величиной оплаты за электроэнергию по одноставочному и двухставочному тарифам:

$$K_T = \frac{T_{эо}}{T_{эд}}. \quad (7)$$

Величину заявленной мощности определяем как:

$$N_{заявл} = 1,05 \cdot P_{\max} = 1,05 \cdot \frac{W_{\text{потр}}}{T_M}. \quad (8)$$

Приравняв оплату по одноставочному и двухставочному тарифам и выразив из этого уравнения величину T_M с учетом (8), получим:

$$\begin{aligned} W_{\text{потри}} \cdot T_{эо} &= 1,05 \cdot \frac{W_{\text{потр}}}{T_M} \cdot T_{\text{мд}} + W_{\text{потр}} \cdot \frac{T_{эо}}{K_T}; \\ T_{эо} &= 1,05 \cdot \frac{T_{\text{мд}}}{T_M} + \frac{T_{эо}}{K_T}; \\ T_{эо} \frac{K_T - 1}{K_T} &= 1,05 \cdot \frac{T_{\text{мд}}}{T_M}; \quad T_M = \frac{1,05 \cdot T_{\text{мд}} \cdot K_T}{T_{эо} \cdot (K_T - 1)}. \end{aligned} \quad (9)$$

Подставив в выражение (9) значения ставок тарифов (таблица 1), получим равновесное значение числа часов использования максимума

нагрузки: для напряжения присоединения СН2 – $T_m = 4894$ ч; для СН1 – $T_m = 7189$ ч; для напряжения ВН оплата по одноставочному тарифу всегда будет меньше, чем по двухставочному. Для напряжения присоединения НН двухставочный тариф в тарифном меню отсутствует.

Далее сравним оплату за электроэнергию по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток с оплатой по тарифу одноставочному. Для этого необходимо суточное потребление электроэнергии потребителем разбить в соответствии с тремя зонами суток. Введем коэффициенты n_1, n_2, n_3 – доли потребления электроэнергии, приходящиеся соответственно на пиковую, полупиковую и ночную зоны графика нагрузки. Используя типовые графики нагрузки для различных отраслей промышленности, определим среднюю ставку оплаты по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток:

$$T_{cp} = n_1 \cdot T_{эп} + n_2 \cdot T_{эпп} + n_3 \cdot T_{эн} . \quad (10)$$

Результаты расчета T_{cp} в зависимости от напряжения присоединения по 16 отраслям промышленности представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет средней ставки оплаты за электроэнергию по одноставочному тарифу, дифференцированному по зонам суток

Отрасль промышленности	Доля потребляемой электроэнергии в соответствии с зонами графика нагрузки, о.е.			T_{cp} в зависимости от напряжения присоединения, руб./кВт·ч	
	n_1	n_2	n_3	ВН	СН2
Автомобильная	0,262	0,497	0,241	1,97	2,61
Деревообрабатывающая	0,176	0,538	0,286	1,82	2,44
Легкая промышленность	0,177	0,557	0,266	1,84	2,46
Нефтепереработка	0,322	0,459	0,219	2,07	2,71
Прядильно-ткацкие фабрики	0,254	0,503	0,243	1,96	2,59

Продолжение таблицы 2

Печатные и отделочные фабрики	0,277	0,504	0,219	2,01	2,65
Пищевая промышленность	0,274	0,485	0,241	1,99	2,63
Ремонтные и механические заводы	0,176	0,522	0,302	1,80	2,43
Станкостроение	0,241	0,514	0,245	1,94	2,57
Торфоразработка	0,335	0,457	0,208	2,10	2,74
Тяжелое машиностроение	0,307	0,487	0,206	2,06	2,70
Угледобыча	0,307	0,476	0,217	2,05	2,69
Химия	0,332	0,456	0,212	2,09	2,74
Цветная металлургия	0,316	0,471	0,212	2,07	2,71
Целлюлозно-бумажная	0,303	0,478	0,22	2,05	2,69
Черная металлургия	0,314	0,47	0,216	2,06	2,71

Сравнение данных таблиц 1 и 2 показывает, что при $T_M > 5000$ ч в общем случае оплата за электроэнергию по одноставочному тарифу для потребителей ВН и СН2 будет ниже, чем по тарифу, дифференцированному по зонам суток.

Таким образом, для потребителей, имеющих напряжение присоединения НН, наиболее оптимальным является одноставочный тариф. Потребителям СН2 и ВН при $T_M < 5000$ ч целесообразно использовать одноставочный тариф, дифференцированный по зонам суток, в противном случае необходим переход на двухставочный и одноставочный тариф соответственно. Для потребителей СН1 оптимальным является одноставочный тариф, лишь при $T_M > 7200$ ч возможно рассмотрение вопроса о переходе на двухставочный тариф.

Выводы

1. Принятие решения о виде используемого тарифа существенно зависит от равномерности режима электропотребления, которая определяется числом часов использования максимума нагрузки. Для двухставочного тарифа основополагающей величиной является максимальная заявленная мощность.

2. Шкала тарифов выстраивается таким образом, что для потребителей с неравномерным режимом работы более выгодным является одноставочный тариф. Для двух-трех сменных предприятий, как правило, более эффективен двухставочный тариф.

3. Дифференцированные зонные тарифы с почасовым контролем мощности и зонными ставками оказываются эффективными в тех случаях, когда правильно установлены соотношения значений зонных ставок по характерным зонам суток и при высокой равномерности режима электропотребления, что соответствует трехменному или не-прерывному режимам работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

2. Вуколов В. Ю., Папков Б. В. О безопасности функционирования территориальных сетевых организаций. Економічна безпека держави і науково-технічні аспекти її забезпечення. КПІ. Київ. Черкаси: изд. Чабоненко, 2009. С. 37–43.

3. Папков Б. В., Вуколов В. Ю. Особенности расчета нормативов потерь для ТСО (статья) // НТЖ «Промышленная энергетика» Москва, 2010, № 1. С.33–38.

4. «Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики», утверждены постановлением правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530.

OPTIMIZATION OF THE COST FOR ELECTRICITY EXPENSES FOR CUSTOMERS

***Keywords:** operation, electrical energy, tariffs, consumers, optimization, load*

***Annotation.** The article consists the results of the analysis of tariff payment systems for electric power and the choice of an optimal one for the consumer. There are also some measures that can be taken to reduce this cost.*

ВУКОЛОВ ВЛАДИМИР ЮРЬЕВИЧ – преподаватель, Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева, Россия, Нижний Новгород, (vvucolov@mail.ru)

VUKOLOV VLADIMIR YURIEVICH – teacher, Nizhniy Novgorod State Technical University. R. E. Alekseev, Russia, Nizhny Novgorod, (vvucolov@mail.ru)
