

**ПРИКАЗЫ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
ФСТ И ПОСТАНОВЛЕНИЯ ФЭК**

**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ
от 28 марта 2005 г. № 58**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ПЕРЕЧНЯ
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

(в ред. Приказа Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

В целях координации деятельности по разработке технических регламентов в области электроэнергетики приказываю:

1. Утвердить приложение № 6 «Рекомендуемый перечень технических регламентов в электроэнергетике» (далее – Перечень) в дополнение к Методическим рекомендациям по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов, утвержденным Приказом Минпромэнерго России от 21 декабря 2004 г. № 176 «Об утверждении Методических рекомендаций по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов».
2. Руководителям структурных подразделений и подведомственных Минпромэнерго России организаций руководствоваться данным Перечнем при рассмотрении и оценке проектов технических регламентов в электроэнергетике.
3. Рекомендовать разработчикам технических регламентов руководствоваться данным Перечнем при работе над проектами технических регламентов.
4. Контроль за выполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра промышленности и энергетики А.Г. Реуса.

*Министр
В.Б. ХРИСТЕНКО*

Утвержден
 Приказом Министерства
 промышленности и энергетики
 Российской Федерации
 от 28 марта 2005 г. № 58

**РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ
 ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

(в ред. Приказа Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

**I. Специальные технические регламенты,
 непосредственно направленные на регулирование
 безопасности в электроэнергетике**

Исключен – Приказ Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213

**I. Технические регламенты, устанавливающие требования
 к объектам электроэнергетики и их оборудованию**

(введен Приказом Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	О безопасности технических систем электрических станций	- технические системы гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций - технические системы тепловых электростанций
2.	О безопасности технических систем электрических сетей	- линии электропередачи - подстанции и распределительные устройства
3.	О безопасности технических систем диспетчерского управления энергосистемами	- технические системы диспетчерского управления
4.	О безопасности электрических станций на нетрадиционных источниках энергии	- технические системы электрических станций на нетрадиционных источниках энергии
5.	О безопасности систем электроснабжения	- системы электроснабжения объектов, внезапный перерыв в электроснабжении которых может вызвать опасные последствия
6.	О безопасности электроустановок	- электроустановки
7.	О безопасной эксплуатации атомных электрических станций	- эксплуатация АЭС - эксплуатация зданий АЭС - эксплуатация сооружений АЭС - эксплуатация технических систем АЭС - эксплуатация оборудования АЭС
8.	О безопасности высоковольтного электрооборудования	- высоковольтное электрооборудование
9.	О безопасности низковольтного оборудования	- низковольтное электрооборудование
10.	Средства измерений, применяемые при взаиморасчетах за передачу, распределение, сбыт и прочие операции, связанные с поставкой электроэнергии (мощности)	- средства измерений, применяемые при взаиморасчетах за передачу, распределение, сбыт и прочие операции, связанные с поставкой электроэнергии (мощности)
11.	Требования к программно-аппаратным средствам учета потребления энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве	- программно-аппаратные средства учета потребления энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве

**II. Технические регламенты, устанавливающие требования
к процессам эксплуатации объектов электроэнергетики и их оборудования**

(введен Приказом Минпромэнерго РФ от 21.07.2005 № 213)

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	Об организации безопасной эксплуатации электрических станций и сетей	- эксплуатация электрических станций и сетей
2.	О безопасности оперативно-диспетчерского управления энергосистемами	- процесс оперативно-диспетчерского управления энергосистемами
3.	О безопасной эксплуатации электроустановок	- эксплуатация электроустановок
4.	О безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и сетей	- эксплуатация тепломеханического оборудования электрических станций и сетей
5.	О безопасной эксплуатации гидросооружений и гидротехнического оборудования электрических станций	- эксплуатация гидросооружений и гидротехнического оборудования электрических станций
6.	О безопасности теплоснабжения	- эксплуатация тепловых энергоустановок
7.	О безопасности при нарушениях электроснабжения	- процесс взаимодействия органов власти, систем жизнеобеспечения, субъектов электроэнергетики потребителей электроэнергии при нарушениях электроснабжения

**III. Специальные технические регламенты,
затрагивающие отдельные вопросы безопасности в электроэнергетике**

№ п.п.	Название технического регламента	Объекты технического регулирования, входящие в данный технический регламент
1	2	3
1.	О ядерной и радиационной безопасности объектов, сооружений и комплексов с ядерными реакторами	В части обеспечения ядерной и радиационной безопасности: - АЭС - здания АЭС - сооружения АЭС (за исключением гидротехнических) - гидротехнические сооружения АЭС
2.	О безопасности оборудования, работающего под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С	- оборудование электрических станций, работающее под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С
3.	О безопасности подъемно-транспортного оборудования	- подъемно-транспортное оборудование электрических станций
4.	О требованиях к безопасности зданий и других строительных сооружений гражданского и промышленного назначения	- здания АЭС - здания ТЭС - здания ГЭС - здания станций на нетрадиционных источниках энергии - сооружения АЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения ТЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения ГЭС (за исключением гидротехнических) - сооружения станций на нетрадиционных источниках энергии (за исключением гидротехнических) - здания электрических сетей - сооружения электрических сетей
5.	О безопасности гидротехнических сооружений	- гидротехнические сооружения АЭС - гидротехнические сооружения ТЭС - гидротехнические сооружения ГЭС - гидротехнические сооружения станций на нетрадиционных источниках энергии
6.	О безопасности машин и оборудования	- тепловое и механическое оборудование, предназначенное для использования на электрических станциях (за исключением подъемно-транспортного оборудования, оборудования, работающего под давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 град. С)

1	2	3
7.	О безопасности устройств и систем, использующих водород	В части обеспечения взрывобезопасности и пожарной безопасности: - технические системы АЭС - технические системы ТЭС - технические системы ГЭС - технические системы станций на нетрадиционных источниках энергии - высоковольтное электрооборудование

**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ
от 14 июня 2005 г. № 119**

**О МИНИМАЛЬНОМ РАЗМЕРЕ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА ОРГАНИЗАЦИЙ,
ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ПРОДАЖЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
6 июля 2005 г. № 6764

Во исполнение пункта 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 6 мая 2005 г. № 291 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 20, ст. 1882) приказываю:

утвердить прилагаемые минимальные размеры собственного капитала организаций, осуществляющих деятельность по продаже электрической энергии гражданам, применяемые в зависимости от количества обслуживаемых этими организациями граждан – потребителей электрической энергии.

*Министр
В.Б. ХРИСТЕНКО*

Утверждены
Приказом
Минпромэнерго России
от 14 июня 2005 г. № 119

**МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ
СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ПРОДАЖЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ГРАЖДАНАМ,
ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОЛИЧЕСТВА ОБСЛУЖИВАЕМЫХ
ЭТИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ГРАЖДАН – ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Количество обслуживаемых организацией граждан – потребителей электрической энергии	Минимальный размер собственного капитала (млн. руб.)
до 10000	1
от 10001 до 500000	3
от 500001 до 1000000	7
свыше 1000000	10

**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ
от 3 февраля 2005 г. № 21**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ
РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Во исполнение п. 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 и п. 3 Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 приказываю:

1. Утвердить предлагаемую методику расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях.
2. Контроль за исполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра промышленности и энергетики Российской Федерации А.Г. Реуса.

*Министр
В.Б. ХРИСТЕНКО*

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

I. Общие положения

1. Методика предназначена для расчета нормативов технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.

2. Нормативы технологических потерь электроэнергии, рассчитанные по данной методике, применяются при расчете платы за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии в планируемом периоде могут рассчитываться:

– на основе данных о схемах, нагрузках сетей и составе работающего оборудования в планируемом периоде методами расчета потерь, установленными настоящей методикой;

– на основе нормативных характеристик технологических потерь, рассчитанных в соответствии с настоящей методикой на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде.

При отсутствии нормативной характеристики допускается определять нормативы потерь в планируемом периоде на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде, изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода – пропорционально мощности (количеству) работающего оборудования в планируемом и базовом периодах.

4. Термины и определения

а) Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

б) Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

в) Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии.

г) Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих потерь:

– потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);

– расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

д) Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены.

Примечание. Потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии, и их нормативы в данной методике не рассматриваются.

е) Технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

– потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);

– потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);

– потерь, зависящих от погодных условий.

ж) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

з) Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

и) Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с данной методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

к) Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой.

л) Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

II. Методы расчета нормативных (технологических) потерь при транспортировке электроэнергии

5. Методы расчета нагрузочных потерь

5.1. Нагрузочные потери электроэнергии за период Т часов (Д дней) могут быть рассчитаны одним из пяти методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1 - 4 рассчитывают на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2 - 5 должны рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

5.1.1. Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \times \sum_{i=1}^n R_i \times \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \times \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

где:

- n – число элементов сети;
- Дельта t_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i-го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;
- m – число интервалов времени.

Токковые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

5.1.2. Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_L k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{экв j}, \quad (2)$$

где:

- Дельта $W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;
- k_L – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;
- $k_{ф.м}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);
- $D_{экв j}$ – эквивалентное число дней в j-м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{экв j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{м.р}^2, \quad (3)$$

где:

- W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i-м месяце с числом дней D_{mi} ;
- $W_{м.р}$ – то же, в расчетном месяце;
- N_j – число месяцев в j-м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{экв j} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки Дельта $W_{сут}$ определяют как сумму потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяют как сумму потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета Дельта $W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (3) $N_{сут j} = 12$.

Коэффициент $k^2_{ф.м}$ определяют по формуле:

$$k^2_{ф.м} = \frac{\sum_{i=1}^{D_M} W_i^2}{(W^2_{ср.сут} D_M)}, \quad (4)$$

где:

W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца;

D_M – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k^2_{ф.м}$ определяют по формуле:

$$k^2_{ф.м} = \frac{(D_p + k^2_w D_{н.р}) D_M}{(D_p + k_w D_{н.р})}, \quad (5)$$

где:

D_p и $D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_M = D_p + D_{н.р}$);

k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р} : W_p$.

5.1.3. Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_L k_K \Delta P_{ср} T_j k^2_{ф}, \quad (6)$$

где:

$\Delta P_{ср}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;

$k^2_{ф}$ – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

k_K – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j – продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k^2_{ф} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{(P^2_{ср} T)}, \quad (7)$$

где:

P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час;

m – число ступеней графика на расчетном интервале;

$P_{ср}$ – средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_K в формуле (6) принимают равным 0,99. Для сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{ср}$ в формуле (7) могут использоваться значения тока головного участка I_j и $I_{ср}$. В этом случае коэффициент k_K принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k^2_{ф} = k^2_{ф.с} \times k^2_{ф.м} \times k^2_{ф.Н}, \quad (8)$$

где:

$k^2_{ф.с}$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (7);

$k^2_{ф.Н}$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k^2_{ф.Н} = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2}{(N_j \times W_{ср.мес})}, \quad (9)$$

где:

W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала;

$W_{ср.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k^2_{ф.Н} = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение $k^2_{\text{ф}}$ определяют по формуле:

$$k^2_{\text{ф}} = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяют по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где:

W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T ;
 T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го в узла определяют по формуле:

$$P_{\text{ср}i} = \frac{W_i}{T}, \quad (12)$$

где:

W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

5.1.4. Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\text{Дельта } W_{\text{н}j} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \text{ Дельта } P_{\text{max}} T_j \text{ тау}_0, \quad (13)$$

где:

Дельта P_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;
 тау_0 – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$\text{тау}_0 = \frac{m}{\text{SUM}_{i=1}^m P_i^2 \text{ Дельта } t_i / (P_{\text{max}}^2 T_j)}, \quad (14)$$

где:

P_{max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале.

Коэффициент $k_{\text{к}}$ в формуле (13) принимают равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (14) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент $k_{\text{к}}$ принимают равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\text{тау}_0 = \text{тау}_C \times \text{тау}_M \times \text{тау}_N, \quad (15)$$

где:

тау_C – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения тау_M и тау_N рассчитывают по формулам:

$$\text{тау}_M = \frac{D_p + k_w^2 D_{\text{н.р}}}{D_M}; \quad (16)$$

$$\text{тау}_N = \frac{N_j}{\text{SUM}_{i=1}^j W_{\text{mi}}^2 / (N_j W_{\text{м.р}}^2)}, \quad (17)$$

где:

$W_{м.р}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_{\text{м}} = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение $\tau_{\text{о}}$ определяют по формуле:

$$\tau_{\text{о}} = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (18)$$

5.1.5. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

5.2. Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему должны быть включены все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т. п.).

5.3. Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) $R_{\text{л}}$ определяют с учетом температуры провода $t_{\text{л}}$, град. С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха $t_{\text{в}}$ и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_{\text{л}} = R_{20} [1 + 0,004 (t_{\text{в}} - 20 + 8,3 j^2 \sqrt{F / 300})], \quad (19)$$

где:

R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_{\text{л}} = 20$ град. С.

Примечание. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

5.4. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{пс}} = 2,3F \times j^2 \times L \times \tau_{\text{о}} \times \Delta, \quad (20)$$

где:

F – среднее сечение проводов (шин);

L – суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции;

j – плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (20), расчетные потери в СППС принимают в соответствии с табл. П. 1 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

5.5. Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = \Delta P_{\text{ТТном}} \times \beta_{\text{ТТср}}^2 \times k_{\text{ф}}^2, \quad (21)$$

где:

$\Delta P_{\text{ТТном}}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке;

$\beta_{\text{ТТср}}$ – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (21), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с табл. П. 3 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

6. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь

6.1. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 - 750 кВ является метод оперативных расчетов.

6.2. Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35 - 220 кВ являются:

– при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35 - 220 кВ – метод расчетных суток;

– при наличии реверсивных потоков энергии – метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.3. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6 - 20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на ТП 6 - 20 / 0,4 кВ допускается определять их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6 - 20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6 - 20 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.4. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, изложенный ниже.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F_{Γ} , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{0,38}$, за период D дней, рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{Н 0,38} = k_{0,38} \times \frac{W_{0,38}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \phi) L_{\text{ЭКВ}}}{F_{\Gamma} \times D} \times \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (22)$$

где:

$L_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная длина линии;

$\operatorname{tg} \phi$ – коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле:

$$L_{\text{ЭКВ}} = L_M + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \quad (23)$$

где:

L_M – длина магистрали;

L_{2-3} – длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

L_1 – длина однофазных ответвлений.

Примечание. Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6-20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

Внутридомовые сети многоэтажных зданий (до счетчиков электрической энергии) включают в длину ответвлений соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (23) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_a + 4L_c + 0,6 L_M, \quad (24)$$

где:

L_a , L_c и L_M – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_U (9,67 - 3,32d_p - 1,84d_p^2), \quad (25)$$

где:

d_p – доля энергии, отпускаемой населению;

k_U – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (22) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $L_{M\Sigma}$, двухфазных и трехфазных ответвлений $L_{2-3\Sigma}$ и однофазных ответвлений $L_{1\Sigma}$ в формулу подставляют средний отпуск электроэнергии в одну линию $W_{0,38} = W_{0,38\Sigma} / N$, где $W_{0,38\Sigma}$ – суммарный отпуск энергии в N линий и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (25), умножают на коэффициент k_N , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_N = 1,25 + 0,14d_p. \quad (26)$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика (и/или) коэффициенте реактивной мощности принимают $k_3 = 0,3$; $\operatorname{tg} \phi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяют, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6-20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6-20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

7. Методы расчета условно-постоянных потерь

7.1. К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся:

- потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) и трансформаторах дугогасящих реакторов;
- потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с суммарной нагрузкой сети (регулируемые компенсирующие устройства);

– потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке сети (нерегулируемые компенсирующие устройства, вентильные разрядники (РВ), ограничители перенапряжений (ОПН), устройства присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, электрические счетчики 0,22-0,66 кВ и изоляция силовых кабелей).

7.2. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяют на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода Дельта P_x по формуле:

$$\text{Дельта } W_x = \text{Дельта } P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (27)$$

где:

- T_{pi} – число часов работы оборудования в i -м режиме;
- U_i – напряжение на оборудовании в i -м режиме;
- $U_{ном}$ – номинальное напряжение оборудования.

Напряжение на оборудовании определяют с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

7.3. Потери электроэнергии в шунтирующем реакторе (ШР) определяют по формуле (27) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности Дельта P_p . Допускается определять потери в ШР на основе данных табл. П. 1 приложения 1.

7.4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяют по формуле:

$$\text{Дельта } W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \text{ Дельта } P_{ном} \times T_p, \quad (28)$$

где:

- β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;
- Дельта $P_{ном}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. П. 2 приложения 1.

7.5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах (КУ) – батареях конденсаторов (БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяют по формуле:

$$\text{Дельта } W_{КУ} = \text{Дельта } r_{КУ} S_{КУ} T_p, \quad (29)$$

где:

- Дельта $r_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ;
- $S_{КУ}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение Дельта $r_{КУ}$ принимают равным для БК 0,003 кВт/квар, для СТК 0,006 кВт/квар.

7.6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22-0,66 кВ и изоляции силовых кабелей принимают в соответствии с данными заводов – изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимают в соответствии с приложением 1 к настоящей Методике.

8. Методы расчета потерь, зависящих от погодных условий

8.1. Потери, зависящие от погодных условий, включают в себя три вида потерь:

- на корону;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

8.2. Потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 1, и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100% и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Таблица 1

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750 - 5x240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750 - 4x600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500 - 3x400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500 - 8x300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330 - 2x400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст - 1x300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2 - 1x300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб - 1x300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2 - 1x300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220 - 3x500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154 - 1x185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2 - 1x185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110ст - 1x120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2 - 1x120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб - 1x120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2 - 1x120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

Примечания. 1. Вариант 500 - 8 x 300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220 - 3 x 500 - линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220 / 2 - 1 x 300, 154 / 2 - 1 x 185 и 110 / 2 - 1 x 120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

8.3. При отсутствии данных о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют по табл. 2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в приложении 2 к настоящей Методике.

Таблица 2

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт.ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750 - 5x240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750 - 4x600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500 - 3x400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500 - 8x300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330 - 2x400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст - 1x300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2 - 1x300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220жб - 1x300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2 - 1x300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220 - 3x500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154 - 1x185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2 - 1x185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
110ст - 1x120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2 - 1x120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
110жб - 1x120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2 - 1x120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47

Примечание. Значения потерь, приведенные в табл. 2 и 4, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

8.4. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. 1, расчетные значения, приведенные в таблицах 1 и 2, умножают на отношение F_T / F_Φ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 1; F_Φ – фактическое сечение проводов линии.

8.5. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывают, умножая данные, приведенные в таблицах 1 и 2, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{\text{Укор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}} \quad (30)$$

где:

$U_{\text{отн}}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

8.6. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 3, и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более; 3 группа – туман.

Таблица 3

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

8.7. При отсутствии данных о продолжительности различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий принимают по данным табл. 4.

Таблица 4

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

8.8. Нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяют по табл. 5 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду (гл. 2.5 ПУЭ)

Таблица 5

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт.ч/км в год, в районе по гололеду:			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

9. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяют на основе приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд (ТСН). При установке прибора учета на шинах 0,4 кВ ТСН потери в ТСН, рассчитанные в соответствии с данной методикой, должны быть добавлены к показанию счетчика.

III. Методы расчета потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

10. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\text{Дельта } W_{\text{уч}} = - (\text{Дельта}_{\text{ТТбета}} + \text{Дельта}_{\text{ТН}} + \text{Дельта}_{\text{Тхэтабета}} - \text{Дельта}_{\text{УТН}} + \text{Дельта}_{\text{сч}}) W/100, \quad (31)$$

где:

Дельта_{ТТбета} – токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки бета_{ТТ};

Дельта_{ТН} – погрешность ТН по модулю напряжения, %;

Дельта_{Тхэтабета} – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки бета_{ТТ};

Дельта_{сч} – погрешность счетчика, %;

Дельта_{УТН} – потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %;

W – энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период.

10.1. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяют по формуле:

$$\text{Дельта}_{\text{Тхэтабета}} = 0,0291 (\text{Тхэта}_{\text{бета}} - \text{Тхэта}_{\text{У}}) \text{tg}\varphi_{\text{фи}}, \quad (32)$$

где:

Тхэта_{бета} – угловая погрешность ТТ, мин., при коэффициенте токовой загрузки бета_{ТТ};

Тхэта_У – угловая погрешность ТН, мин.;

tgφ_{фи} – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

10.2. Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяют по формуле:

$$\text{бета}_{\text{ТТ}} = \frac{W \sqrt{(1 + \text{tg}^2 \phi_i)}}{T \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}}} \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (33)$$

где:

$U_{\text{НОМ}}$ и $I_{\text{НОМ}}$ – номинальные напряжение и ток первичной обмотки ТТ.

10.3. Значения погрешностей в формулах (31) и (32) определяют на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях измерительных комплексов допускается проводить расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, в соответствии с Приложением 3 к настоящей Методике.

IV. Методы расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии

11. Нормативную характеристику технологических потерь электроэнергии определяют на основе расчета потерь в базовом периоде методами, изложенными в разделах II и III настоящей Методики, и используют для определения норматива потерь на плановый период.

11.1. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии имеет вид:

$$\text{Дельта } W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^n B_i W_i + (C_{\text{пост}} + C_{\text{пог}} + C_{\text{с.н}}) \times D + B_{\text{уч}} W_0, \quad (34)$$

где:

$W_{i(j)}$ – значения показателей (поступления и отпуска электроэнергии), отражаемых в отчетности;

n – число показателей;

W_0 – отпуск электроэнергии в сеть;

D – число дней расчетного периода, которому соответствуют задаваемые значения энергии;

A , B и C – коэффициенты, отражающие составляющие потерь: A_{ij} и B_i – нагрузочные потери, $C_{\text{пост}}$ – условно-постоянные потери,

$C_{\text{пог}}$ – потери, зависящие от погодных условий, $C_{\text{с.н}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций,

$B_{\text{уч}}$ – потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии.

11.2. Нормативную характеристику нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях определяют на основе предварительно рассчитанной характеристики нагрузочных потерь мощности, имеющей вид:

$$\text{Дельта } P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i, \quad (35)$$

где:

$P_{i(j)}$ – значения мощностей, соответствующих показателям, отраженным в формуле (34);

a_{ij} и b_i – коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

11.3. Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии производят по формулам:

$$A_{ij} = \frac{a_{ij}}{24} k_{\phi}^2 10^3; \quad (36)$$

$$B_i = b_i. \quad (37)$$

11.4. Для составляющих нормативной характеристики, содержащих произведения значений энергии, значение $k_{\phi ij}^2$ вычисляют по формуле:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\phi i}^2 - 1) (k_{\phi j}^2 - 1)}, \quad (38)$$

где:

$k_{\phi i}$ и $k_{\phi j}$ – коэффициенты формы i -го и j -го графиков активной мощности;
 r_{ij} – коэффициент корреляции i -го и j -го графиков, рассчитываемый по данным ОИК.
 При отсутствии расчетов r_{ij} принимают $k_{\phi ij}^2 = 1$.

11.5. Коэффициент $C_{\text{пост}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{пост}} = \Delta W_{\text{пост}} / D, \quad (39)$$

где:

$\Delta W_{\text{пост}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в базовом периоде.

11.6. Коэффициент $C_{\text{пог}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{пог}} = \Delta W_{\text{пог}} / D, \quad (40)$$

где:

$\Delta W_{\text{пог}}$ – потери электроэнергии, зависящие от погодных условий, в базовом периоде.

11.7. Коэффициент $C_{\text{с.н}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{с.н}} = \Delta W_{\text{с.н}} / D, \quad (41)$$

где:

$\Delta W_{\text{с.н}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в базовом периоде.

11.8. Коэффициент $V_{\text{уч}}$ определяют по формуле:

$$V_{\text{уч}} = \Delta W_{\text{уч}} / W_0, \quad (42)$$

где:

$\Delta W_{\text{уч}}$ – потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, в базовом периоде.

11.9. Нормативная характеристика нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях имеет вид:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = A_U \frac{W_U^2}{D}, \quad (43)$$

где:

W_U – отпуск электроэнергии в сеть напряжением U за D дней;
 A_U – коэффициент нормативной характеристики.

11.10. Коэффициент A_U нормативной характеристики (43) определяют по формуле:

$$A_U = \frac{\Delta W_{\text{нУ}}}{W_U^2} D, \quad (44)$$

где:

$\Delta W_{\text{нУ}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в сети напряжением U в базовом периоде.

11.11. Коэффициенты A и C ($C_{\text{пост}}$, $C_{\text{пог}}$ и $C_{\text{с.н}}$) для радиальных сетей 6-35 кВ в целом по их значениям, рассчитанным для входящих в сеть линий (A_i и C_i), определяют по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_{\text{SUM}}} \right)^2; \quad (45)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (46)$$

где:

- W_i – отпуск электроэнергии в i -ю линию;
- W_{SUM} – то же, в сеть в целом;
- n – количество линий.

Коэффициенты A_i и C_i должны быть рассчитаны для всех линий сети. Их определение на основе расчета ограниченной выборки линий не допускается.

11.12. Коэффициент A для сетей 0,38 кВ рассчитывают по формуле (43), в которую в качестве Дельта $W_{НП}$ подставляют значение суммарных нагрузочных потерь во всех линиях 0,38 кВ Дельта $W_{Н0,38}$, рассчитанных по формуле (22) с учетом формулы (26).

Приложение № 1
к Методике расчета
нормативных (технологических)
потерь электроэнергии
в электрических сетях

РАСЧЕТНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ

Таблица П. 1

1. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования	Удельные потери энергии при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ШР, тыс. кВт.ч/МВА в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СППС, тыс. кВт.ч/подстанцию в год	13	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание. Значения потерь, приведенные в приложении 1, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица П. 2

2. Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс. кВт.ч в год, при номинальной мощности СК, МВА										
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320		
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260		

Примечание. При мощности СК, отличной от приведенной в табл. П. 2, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

Таблица П. 3

3. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт.ч/год, при напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	1,5	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	11,8	13,1	18,4	28,9	58,8
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечание 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.

Примечание 2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт.ч/год.

4. Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ принимают в соответствии со следующими данными, кВт.ч в год на один счетчик:

однофазный, индукционный – 18,4;
трехфазный, индукционный – 92,0;
однофазный, электронный – 21,9;
трехфазный, электронный – 73,6.

5. Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт.ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	–
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

Приложение № 2
к Методике расчета
нормативных (технологических)
потерь электроэнергии
в электрических сетях

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО РЕГИОНАМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ,
ЗАВИСЯЩИХ ОТ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ**

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха - Якутия, Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татария, Удмуртия, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия, Чечня Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкирия Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЯМИ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

П.3.1. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности ТТ – К_{ТТ}, ТН – К_{ТН}, счетчиков – К_{сч}, коэффициентах токовой загрузки ТТ – бета_{ТТ} и сроках службы счетчиков после последней поверки – Т_{пов}, лет. Приведенные ниже зависимости средних погрешностей ТТ, ТН и счетчиков применяют только для расчета суммарного недоучета по электрической сети в целом. Эти зависимости не допускается применять для корректировки показаний счетчика в конкретной точке учета.

П.3.2. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\text{Дельта } W_{\text{уч } i} = - (\text{Дельта}_{\text{ТТ}i} + \text{Дельта}_{\text{ТН}i} + \text{Дельта}_{\text{сч}i}) W_i / 100, \quad (\text{П. 1})$$

где:

Дельта_{ТТi}, Дельта_{ТНi} и Дельта_{счi} – средние погрешности ТТ, ТН и счетчика, %, в i-й точке учета;

W_i – энергия, зафиксированная счетчиком в i-й точке учета за расчетный период.

П.3.3. Среднюю погрешность ТТ определяют по формулам:

для ТТ с номинальным током I_{НОМ} ≤ 1000 А:

при бета_{ТТ} ≤ 0,05

$$\text{Дельта}_{\text{ТТ}} = 30 (\text{бета}_{\text{ТТ}} - 0,0833) \text{ К}_{\text{ТТ}}; \quad (\text{П. 2})$$

при 0,05 < бета_{ТТ} ≤ 0,2

$$\text{Дельта}_{\text{ТТ}} = 3,3333 (\text{бета}_{\text{ТТ}} - 0,35) \text{ К}_{\text{ТТ}}; \quad (\text{П. 3})$$

при бета_{ТТ} > 0,2

$$\text{Дельта}_{\text{ТТ}} = 0,625 (\text{бета}_{\text{ТТ}} - 1) \text{ К}_{\text{ТТ}}; \quad (\text{П. 4})$$

для ТТ с номинальным током I_{НОМ} более 1000 А:

$$\text{Дельта}_{\text{ТТ}} = \frac{625}{I_{\text{НОМ}}} (\text{бета}_{\text{ТТ}} - 1) \text{ К}_{\text{ТТ}}. \quad (\text{П. 5})$$

П.3.4. Среднюю погрешность ТН (с учетом потерь в соединительных проводах) определяют по формуле:

$$\text{Дельта}_{\text{ТН}} = - 0,5 \text{ К}_{\text{ТН}}. \quad (\text{П. 6})$$

П.3.5. Среднюю погрешность индукционного счетчика определяют по формуле:

$$\text{Дельта}_{\text{сч}} = - k \text{ Т}_{\text{пов}} \text{ К}_{\text{сч}}. \quad (\text{П. 7})$$

Коэффициент k принимают равным 0,2 для индукционных счетчиков, изготовленных до 2000 г., и 0,1 – для индукционных счетчиков, изготовленных позже этого срока. При определении нормативного недоучета значение Т_{пов} не должно превышать нормативного межповерочного интервала.

Для электронного счетчика принимают Дельта_{сч} = 0.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1**

**О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ НА 2004 ГОД**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6,
от 01.10.2003 № 81-э/17, от 08.10.2003 № 83-э/5, от 19.11.2003 № 95-э/7;
Приказов ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8, от 19.10.2004 № 132-э/6)

В соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 августа 2003 г. № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию» Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации постановляет:

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

- для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, согласно приложению 1;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов для соответствующего регионального акционерного общества энергетики и электрификации;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

2. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов (среднеотпускные тарифы) на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

- для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации с учетом производимой электростанциями в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, согласно приложению 2;
- для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

3. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению по субъектам Российской Федерации:

- в зонах централизованного энергоснабжения, согласно приложению 3, в пределах социально обоснованной нормы месячного потребления электрической энергии, утверждаемой в установленном порядке. Предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению сверх указанной нормы месячного потребления электрической энергии, определяются на уровне экономически обоснованных тарифов, но не выше предельных максимальных уровней тарифов на электрическую энергию, установленных в соответствии с пунктом 1 настоящего Постановления;
- в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

4. При установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2004 год, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, в том числе за счет природных факторов, изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически не обоснованное сдерживание региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

5. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках установленных предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение в объеме до 3% от тарифов, установленных ими для конечных потребителей в соответствии с пунктами 1 - 2 настоящего Постановления.

6. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов:

- при установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления предусматривать их календарную разбивку и разбивку по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

- по итогам первого полугодия 2004 года провести анализ финансовой отчетности регулируемых организаций и темпов фактической инфляции и в случае снижения индекса потребительских цен по сравнению с прогнозируемым при необходимости принять решение о снижении с 1 августа 2004 года тарифов, установленных в соответствии с пунктами 1 - 3 настоящего Постановления.

7. Решения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятые во исполнение настоящего Постановления, направляются в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации.

*Председатель Федеральной
энергетической комиссии
Российской Федерации
Г. КУТОВОЙ*

*Не нуждается в государственной регистрации
Письмо Минюста России от 13 октября 2003 г. № 07/10356-ЮД*

Утверждено
Постановлением Федеральной энергетической
комиссии Российской Федерации
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ТАРИФОВ
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ
ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ - РЕГИОНАЛЬНЫМИ
АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НА 2004 ГОД (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО
КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ,
УСТЬ-ОРДЫНСКОГО БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)
(КОП./КВТ.Ч БЕЗ НДС)**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6,
от 01.10.2003 № 81-э/17, от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъекты Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельные максимальные среднеотпускные тарифы на 2004 г.	Предельные максимальные тарифы на 2004 г.
1	2	3	4
Центральный федеральный округ			
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	81,4	94,0	155
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,1	99,8	165
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,0	92,6	153
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,1	93,6	154
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,2	100,0	164
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	88,3	99,5	153
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,0	111,6	156
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	99,2	167
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93,1	154
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	83,1	94,8	157
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,3	99,5	139
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,3	87,4	125
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	107,4	122,4	171
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,7	104,5	172
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	104,3	116,8	193
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,8	101,8	158
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,4	109,1	180
г. МОСКВА	91,1	102,9	155
Северо-Западный федеральный округ			
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	67,0	73,7	103
РЕСПУБЛИКА КОМИ	136,0	148,0	207
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	127,8	147,0	206
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,5	112,1	157
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,1	106,5	170
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,6	91,1	192
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,2	57,4	80
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,2	113,3	183
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	122,2	140,5	197
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	81,9	90,9	192

1	2	3	4
Южный федеральный округ			
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	87,5	98,9	164
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	32,6	35,9	59
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	100,0	111,0	183
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	99,4	113,3	173
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	100,0	112,0	190
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	93,5	104,7	188
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ	103,0	118,5	166
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	87,5	98,9	164
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	69,3	79,7	112
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	92,1	143
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	92,0	235
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	110,0	121,0	133
Приволжский федеральный округ			
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,3	72,8	120
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	98,7	111,5	156
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	83,3	95,7	140
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,4	80,4	133
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,8	82,0	162
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	97,6	161
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	99,8	185
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,2	80,9	134
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,3	99,2	164
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	90,7	143
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,5	102,0	168
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	93,5	170
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	89,0	125
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	79,5	90,7	143
Уральский федеральный округ			
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,5	98,0	175
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,2	79,1	170
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	81,4	148
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,7	90,9	182
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
Сибирский федеральный округ			
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	91,1	105,6	148
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	85,7	94,3	132
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	35,6	41,3	74
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	21,3	23,9	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	98,0	113,7	159
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	41,3	44,7	119
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)			
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,8	58,6	91
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6)			

1	2	3	4
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,3	88,5	124
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	89,7	126
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,5	84,5	123
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	99,0	139
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	89,0	99,0	139
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)			
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	20,0	22,0	31
Дальневосточный федеральный округ			
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	122,0	141,5	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	121,3	127,4	210
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	143,4	166,3	274
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	96,0	106,6	176
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	287,0	333,0	550
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,8	87,9	145
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	184,9	212,6	266
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	143,4	166,3	274
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	266,0	308,6	509
г. БАЙКОНУР	212,7	234,0	328

Примечания:

1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета субвенций из федерального бюджета и дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконура указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

2. Уровни тарифов, указанные в графе 4, являются предельно максимальными для всех категорий потребителей соответствующего субъекта Российской Федерации, электроснабжение которых осуществляется акционерными обществами энергетики и электрификации, а в г. Байконур – ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

Утверждено
Постановлением Федеральной
энергетической комиссии
Российской Федерации
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ СРЕДНЕОТПУСКНЫЕ ТАРИФЫ
НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ
ОРГАНИЗАЦИЯМИ – РЕГИОНАЛЬНЫМИ АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ С УЧЕТОМ
ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)
(РУБ./ГКАЛ БЕЗ НДС)**

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5, от 19.11.2003 № 95-э/7;
Приказов ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8, от 19.10.2004 № 132-э/6)

Субъекты Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельные максимальные среднеотпускные тарифы на 2004 г
1	2	3
Центральный федеральный округ		
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (в ред. Приказа ФСТ РФ от 28.09.2004 № 97-э/8)	212,4	244
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Брянскэнерго», включая Брянскую ГРЭС, Клинцовскую ТЭЦ)	193,1	212
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Владимирэнерго», включая Владимирскую ТЭЦ)	184,7	214
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ (в ред. Приказа ФСТ РФ от 19.10.2004 № 132-э/6)	285,4	331
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ивэнерго», включая Ивановскую ГРЭС, Ивановскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	286,7	333
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Калугаэнерго», включая ТЭЦ-1)	266,0	309
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Костромаэнерго», включая Костромскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Шарьинскую ТЭЦ)	297,0	345
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курскэнерго», включая Курскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-4)	259,3	301
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Липецкэнерго», включая Данковскую ТЭЦ, Елецкую ТЭЦ, Липецкую ТЭЦ-2)	207,2	233
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Мосэнерго», включая ГРЭС-3, ГРЭС-4, ГРЭС-5, ТЭЦ-17, ТЭЦ-22, ТЭЦ-6)	320,4	370
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Орелэнерго», включая Ливенскую ТЭЦ, Орловскую ТЭЦ)	233,5	271
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Рязаньэнерго», включая Дягилевскую ТЭЦ)	265,7	308
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Смоленскэнерго», включая Дорогобужскую ТЭЦ, Смоленскую ГРЭС, Смоленскую ТЭЦ-2)	241,3	280
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тамбовэнерго», включая Котовскую ТЭЦ, Тамбовскую ТЭЦ)	250,0	300
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тверьэнерго», включая Каменскую ТЭЦ, Тверскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Вышневолоцкую ТЭЦ)	227,0	263

1	2	3
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тулаэнерго», включая Алексинскую ТЭЦ, Ефремовскую ТЭЦ, Новомосковскую ГРЭС, Первомайскую ТЭЦ, Щекинскую ГРЭС)	166,0	199
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ярэнерго», включая Ярославскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Ярославскую ГРЭС)	297,97	346
г. МОСКВА (ОАО «Мосэнерго», включая ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27, ТЭЦ-28, ТЭЦ-8, ТЭЦ-9, ТЭЦ-1)	308,0	370
Северо-Западный федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ (ОАО «Карелэнерго», включая Петрозаводскую ТЭЦ)	193,9	213
РЕСПУБЛИКА КОМИ (ОАО «Комиэнерго», включая Воркутинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Интинскую ТЭЦ, Солнечногорскую ТЭЦ)	348,2	404
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Архэнерго», включая Архангельскую ТЭЦ, Северодвинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	384,0	445
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Вологдаэнерго», включая Вологодскую ТЭЦ, Череповецкую ГРЭС)	330,0	383
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Янтарьэнерго», включая ГРЭС-2, Гусевскую ТЭЦ, Калининградскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	389,8	475
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ленэнерго», включая ГРЭС-8, ТЭЦ-14, ТЭЦ-21)	357,3	393
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Колэнерго», включая Апатитскую ТЭЦ, Мурманскую ТЭЦ)	438,0	508
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новгородэнерго», включая ТЭЦ-20)	204,9	232
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Псковэнерго», включая Псковскую ТЭЦ)	184,1	203
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ (ОАО «Ленэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-14, ТЭЦ-15, ТЭЦ-17, ТЭЦ-5, ТЭЦ-7, ЦТЭЦ, ТЭЦ-22, ТЭЦ-2)	294,6	330
Южный федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	175,0	240
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН (ОАО «Дагэнерго», включая Каспийскую ТЭЦ, Махачкалинскую ТЭЦ)	179,8	198
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Кубаньэнерго», включая Краснодарскую ТЭЦ)	175,0	240
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Астраханьэнерго», включая Астраханскую ГРЭС, Астраханскую ТЭЦ-2)	162,7	189
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Волгоградэнерго», включая Волгоградскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Волжскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Камышинскую ТЭЦ, Волгоградскую ГРЭС)	220,0	253
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ростовэнерго», включая Волгодонскую ТЭЦ-2, Каменскую ТЭЦ, Ростовскую ТЭЦ-2)	292,1	333
Приволжский федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН (ОАО «Башкирэнерго», включая ГТЭС «Урал-4000» Адиг, Ишимбайскую ГТУ, Кармановскую ГРЭС, Кумертаускую ТЭЦ, Ново-Салаватскую ТЭЦ, Ново-Стерлитамакскую ТЭЦ, Приуфимскую ТЭЦ, Салаватскую ТЭЦ, Стерлитамакскую ТЭЦ, Уфимскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Шигили ГТУ)	164,3	191
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ (ОАО «Мариэнерго», включая Йошкар-Олинскую ТЭЦ-2)	213,0	256
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ (ОАО «Мордовэнерго», включая Алексеевскую ТЭЦ-3, Саранскую ТЭЦ-2)	237,6	267

1	2	3
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Удмуртэнерго», включая Ижевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Сарпульскую ТЭЦ-3)	229,3	266
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Чувашэнерго», включая Новочебоксарскую ТЭЦ-3, Чебоксарскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	203,9	224
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кировэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	241,0	265
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Нижевоэнерго», включая Дзержинскую ТЭЦ, Игумновскую ТЭЦ, Нижегородскую ГРЭС, Новогорьковскую ТЭЦ, Сормовскую ТЭЦ)	241,5	290
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Оренбургэнерго», включая Ириклинскую ГРЭС, Карагалинскую ТЭЦ, Орскую ТЭЦ-1, Сакмарскую ТЭЦ)	219,4	255
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пензаэнерго», включая Пензенскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-1)	295,0	342
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пермэнерго», включая Березниковскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-4, ТЭЦ-10, Закамскую ТЭЦ-5, Кизеловскую ГРЭС-3, Пермскую ТЭЦ-13, ТЭЦ-14, ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, ТЭЦ-20, Чайковскую ТЭЦ, Яйвинскую ГРЭС-16)	232,0	269
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Самараэнерго», включая Безымянскую ТЭЦ, Новокуйбышевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Самарскую ГРЭС, Самарскую ТЭЦ, Сызранскую ТЭЦ, Тольяттинскую ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗ)	249,0	289
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Саратовэнерго», включая Саратовскую ГРЭС, Балаковскую ТЭЦ-4, Саратовскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-5, Энгельсскую ТЭЦ-3)	217,2	252
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ульяновскэнерго», включая Ульяновскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	280,0	319
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	232,0	269
Уральский федеральный округ		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курганэнерго», включая Курганскую ТЭЦ)	318,0	366
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Свердловэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Богословскую ТЭЦ, Верхне-Тагильскую ГРЭС, Красногорскую ТЭЦ, Качканарскую ТЭЦ, Нижне-Турунскую ГРЭС, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Первоуральскую ТЭЦ, Рефтинскую ГРЭС, Средне-Уральскую ГРЭС, Свердловскую ТЭЦ, Серовскую ГРЭС)	214,0	245
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тюменьэнерго», включая Нижневартовскую ГРЭС, Сургутскую ГРЭС-1, Сургутскую ГРЭС-2, Тобольскую ТЭЦ, Тюменскую ТЭЦ-1, Тюменскую ТЭЦ-2, Уренгойскую ГРЭС):	157,9	183
в том числе г. Тюмень и г. Тобольск		364
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Челябэнерго», включая Аргаяшскую ТЭЦ, Челябинскую ГРЭС, Челябинскую ТЭЦ-1, Челябинскую ТЭЦ-2, Челябинскую ТЭЦ-3, Южно-Уральскую ГРЭС)	181,6	218
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	174
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	183
Сибирский федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ (ОАО «Бурятэнерго», включая Улан-Уденскую ТЭЦ-1)	372,4	432
РЕСПУБЛИКА ТЫВА (ОАО «Тываэнерго», включая Кызылскую ТЭЦ)	334,0	350
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ (ОАО «Хакасэнерго», включая Абаканскую ТЭЦ)	247,8	300
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ (ОАО «Алтайэнерго», включая Барнаулскую ТЭЦ-1, Барнаулскую ТЭЦ-2, Барнаулскую ТЭЦ-3)	409,1	475

1	2	3
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Красноярскэнерго», включая Красноярскую ТЭЦ-1, Красноярскую ТЭЦ-2, Канскую ТЭЦ, Минусинскую ТЭЦ, Назаровскую ГРЭС)	306,6	347
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кузбассэнерго», включая Беловскую ГРЭС, Западно-Сибирскую ТЭЦ, Кемеровскую ГРЭС, Кемеровскую ТЭЦ, Кузнецкую ТЭЦ, Ново-Кемеровскую ТЭЦ, Томь-Усинскую ГРЭС, Южно-Кузбасскую ГРЭС) (в ред. Постановления ФЭК РФ от 19.11.2003 № 95-э/7)	249	278,9
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новосибирскэнерго», включая Барабинскую ТЭЦ, Новосибирскую ТЭЦ-2, Новосибирскую ТЭЦ-3, Новосибирскую ТЭЦ-4, Новосибирскую ТЭЦ-5)	345,3	390
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Омскэнерго», включая ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	273,1	317
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Томскэнерго», включая Томскую ГРЭС-2, Томскую ТЭЦ-3)	263,4	311
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Читаэнерго», включая Приаргунскую ТЭЦ, Читинскую ТЭЦ-1, Читинскую ТЭЦ-2, Шерловогорскую ТЭЦ)	336,0	370
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)	336,0	370
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	195,3	226
Дальневосточный федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ) (ОАО «Якутскэнерго», включая Нерюнгринскую ГРЭС, ПЭС «Депутатскую», Чульманскую ГРЭС, Эльдиканскую ПГЭС, Якутскую ГРЭС, Якутскую ТЭЦ)	330,6	389
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Дальэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Владивостокскую ТЭЦ-2, Партизанскую ГРЭС)	563,5	631
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ (ОАО «Хабаровскэнерго», включая Амурскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-3, Майскую ГРЭС, Николаевскую ТЭЦ, Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3)	431,0	498
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Амурэнерго», включая Благовещенскую ТЭЦ, Райчихинскую ГРЭС)	442,1	513
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Камчатскэнерго», включая Камчатскую ТЭЦ-1, Камчатскую ТЭЦ-2, Паужетскую ГеоТЭС)	874,8	1015
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Магаданэнерго», включая Индигирскую ТЭС, Омсукчанскую РЭС, Палаткинскую ДЭС, Аркагалинскую ГРЭС, Магаданскую ТЭЦ-ДЭС)	812,7	943
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Сахалинэнерго», включая Сахалинскую ГРЭС, Южно-Сахалинскую ТЭЦ-1)	598,3	688
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	431,0	498
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (ОАО «Чукотскэнерго», включая Анадырскую ТЭЦ, Чаунскую ТЭЦ, Эгвекинотскую ГРЭС)	1069,6	1284
г. БАЙКОНУР (ТЭЦ г. Байконура)	1145,0	1260

Примечание. 1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконура указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

Утверждено
Постановлением Федеральной
энергетической комиссии
Российской Федерации
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ТАРИФОВ
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ
ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ НАСЕЛЕНИЮ В ЗОНАХ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПО СУБЪЕКТАМ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД, В ПРЕДЕЛАХ СОЦИАЛЬНО
ОБОСНОВАННОЙ НОРМЫ МЕСЯЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ, УТВЕРЖДАЕМОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА) (КОП./КВТ.Ч С НДС)**

(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъекты Российской Федерации	Городское население	
	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельный максимальный тариф на 2004 г.
1	2	3
Центральный федеральный округ		
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,0	106
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	74,0	86
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,0	101
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	100
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	103
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	95
г. МОСКВА	105,0	122
Северо-Западный федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	60,0	70
РЕСПУБЛИКА КОМИ	94,0	109
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	106,0	123
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	65,0	75
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	90,0	104

1	2	3
Южный федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	100,0	116
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	47,0	55
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	90,0	104
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	100,0	116
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	91,0	106
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	96,0	111
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ	95,0	110
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	100,0	116
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	90
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	54,0	63
Приволжский федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,0	73
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	76,0	88
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	82,0	95
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	86,0	100
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	70,0	81
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	62,0	72
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	58,0	67
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,0	87
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,0	79
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	99,0	115
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	68,0	79
Уральский федеральный округ		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,0	110
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	84
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	70,0	81
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	64,0	74
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
Сибирский федеральный округ		
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	112,0	130
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	95,0	110
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	64,0	74
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	46,0	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	95,0	110
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	46,0	53
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	60,0	70
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	105,0	122
(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)		
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	66,0	77

1	2	3
<i>Дальневосточный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	221,0	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	86,0	100
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	105,0	122
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	230,0	267
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	222,0	255
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	150,0	174
г. БАЙКОНУР	119,0	138

Примечание. 1. Для населения Сахалинской области тарифы указаны без учета дотаций из областного бюджета.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 6 августа 2004 г. № 20-э/2

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ
(ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ**

(в ред. Приказов ФСТ РФ от 23.11.2004 № 193-э/11,
от 14.12.2004 № 289-э/15)

В соответствии с Положением о Федеральной службе по тарифам, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке.

2. Признать утратившими силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 31 июля 2002 г. № 49-э/8 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (зарегистрировано в Минюсте России 30.08.2002, регистрационный № 3760, опубликовано в Российской газете 25.09.2002 № 181), Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 14 мая 2003 г. № 37-э/1 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные Постановлением Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 31 июля 2002 г. № 49-э/8» (зарегистрировано в Минюсте России 25.06.2003, регистрационный № 4822, опубликовано в Российской газете 11.09.2003 № 181).

3. Настоящий Приказ вступает в силу в установленном порядке.

*Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ РЕГУЛИРУЕМЫХ ТАРИФОВ И ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ
(ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ НА РОЗНИЧНОМ (ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ) РЫНКЕ**

(в ред. Приказов ФСТ РФ от 23.11.2004 № 193-э/11, от 14.12.2004 № 289-э/15)

I. Общие положения

1. Настоящие «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (далее – Основы ценообразования) и «Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания предназначены для использования регулирующими органами (федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов), органами местного самоуправления, регулирующими организациями для расчета экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) в рамках устанавливаемых предельных уровней (минимальный и (или) максимальный) указанных тарифов и цен.

При расчете тарифов и цен с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае превышения экономически обоснованными уровнями тарифов и цен их предельных уровней установление указанных уровней производится в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ, Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ и в Постановлении Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» от 26 февраля 2004 г. № 109.

4. В настоящих Методических указаниях акционерные общества энергетики и электрификации, другие регулируемые организации, осуществляющие несколько видов регулируемой деятельности, рассматриваются как:

- энергоснабжающая организация (далее – ЭСО) – в части осуществления продажи потребителям произведенной и (или) купленной энергии;
- производитель энергии – в части собственного производства энергии;
- региональная (территориальная) сетевая организация – в части передачи электрической (тепловой) энергии по распределительным сетям;
- потребитель (покупатель) энергии – в части пользования (покупки) энергией.

**II. Виды регулируемых цен и тарифов, применяемых на потребительских рынках
электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности)**

5. На потребительских рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности) применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

5.1. Устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Службой):

5.1.1. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

5.1.2. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5.2. Устанавливаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – региональными органами):

5.2.1. Тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;

5.2.2. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Службой предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;

5.2.3. Тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5.3. Тарифы (цены) на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке электрической энергии (мощности), являющиеся неотъемлемой частью процесса поставки энергии, и перечисленные в разделе VI Основ ценообразования:

5.3.1. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям. Устанавливаются Службой для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения. Региональные органы в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организаций, оказывающих данные услуги на территории соответствующего субъекта Российской Федерации;

5.3.2. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии. Устанавливаются региональными органами в соответствии с настоящими Методическими указаниями;

5.3.3. Тарифы (цены) на иные услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке электрической энергии (мощности), являющиеся неотъемлемой частью процесса поставки энергии, и перечисленные в разделе VI Основ ценообразования.

6. При определении размера платы за услуги по передаче электрической (тепловой) энергии (мощности) отдельной составляющей выделяются услуги по передаче энергии по электрическим (тепловым) сетям и по их сбыту (реализации) за счет распределения расходов между указанными видами деятельности.

Для потребителей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) и потребителей, получающих электрическую энергию по прямым договорам, из состава расходов, учитываемых при расчете платы за услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, исключается сбытовая надбавка – расходы на сбыт (реализацию) электрической энергии.

7. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов (с внесением в установленном порядке соответствующих изменений в договор с указанной организацией). При отсутствии такого уведомления (невнесения соответствующих изменений в договор) расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Потребители, покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, производят расчеты за электрическую энергию (мощность), купленную на розничном рынке, по тарифам, установленным для данных потребителей в соответствии с настоящим пунктом.

В настоящих Методических указаниях для целей расчета (формирования) тарифов на электрическую энергию покупка электрической энергии (мощности) с оптового рынка рассматривается как покупка от производителей электрической энергии (далее – ПЭ).

8. Тарифы на тепловую энергию (мощность) устанавливаются регулирующим органом отдельно по потребителям, получающим тепловую энергию с теплоносителями – горячая вода и пар, с дифференциацией последнего по давлению.

9. Тарифы (цены) на электрическую и тепловую энергию и на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность на розничном рынке, могут устанавливаться регулирующим органом сроком действия на два года и более (далее – долгосрочный тариф).

III. Формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке

10. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают следующие слагаемые:

1) стоимость электрической (тепловой) энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче электрической (тепловой) энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны разделяться стоимость производства отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

11. Стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) представляет собой (если иное не определено настоящими Методическими указаниями применительно к отдельным случаям) средневзвешенную стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности), получаемой от ПЭ (цену покупки электроэнергии (тепловой) энергии (мощности) у производителей на оптовом и потребительском рынках и стоимость электрической (тепловой) энергии (мощности) собственного производства).

Тариф (цена) покупки электрической (тепловой) энергии (мощности) определяется в соответствии с разделом X настоящих Методических указаний.

12. При установлении тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка и на розничном рынке в необходимую валовую выручку не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) в секторе свободной торговли оптового рынка (за исключением случая, предусмотренного пунктом 49 Основ ценообразования).

При отпуске электрической энергии ЭСО (ПЭ) на оптовый и розничный рынки необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую потребителям розничного рынка, рассчитывается по следующей формуле:

$$НВВ_{роз} = \frac{НВВ \times \mathcal{E}_{роз}}{\mathcal{E}_{сумм}}, \quad (1)$$

где:

- НВВ_{роз} – необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую потребителям розничного рынка;
- НВВ – необходимая валовая выручка ЭСО (ПЭ), учитываемая при расчете тарифов (цен) на электрическую энергию, отпускаемую на оптовый и розничный рынки;
- $\mathcal{E}_{роз}$ и $\mathcal{E}_{сумм}$ – отпуск электрической энергии ЭСО (ПЭ) соответственно на розничный рынок и суммарно на оптовый и розничный рынки, определяемый исходя из указанного в пункте 15 настоящих Методических указаний сводного баланса.

13. При формировании тарифов (цен) в соответствии с пунктом 5 настоящих Методических указаний отдельно отражаются стоимость электрической (тепловой) энергии и стоимость каждого вида услуг.

IV. Основные методические положения по формированию регулируемых тарифов (цен) с использованием метода экономически обоснованных расходов

14. Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, которые не являются основным видом их деятельности, распределение косвенных расходов между регулируемыми и нерегулируемыми видами деятельности по решению регионального органа рекомендуется производить в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально прямым расходам.

Для организаций, осуществляющих производство (передачу) электрической (тепловой) энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, распределение расходов по указанному виду деятельности между субабонентами и организацией по решению регионального органа рекомендуется производить в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально отпуску (передаче) электрической (тепловой) энергии.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

15. При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого в установленном порядке сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный баланс).

Сводный баланс формируется Службой с поквартальной и помесечной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии региональных органов, организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

16. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

17. Если деятельность организации регулируется более чем одним регулирующим органом, то регулирующие органы обязаны согласовывать устанавливаемые ими размеры необходимой валовой выручки с тем, чтобы суммарный объем необходимой валовой выручки возмещал экономически обоснованные расходы и обеспечивал экономически обоснованную доходность инвестированного капитала этой организации в целом по регулируемой деятельности.

18. Если организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов (цен).

19. При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

20. Если организации, осуществляющие регулируемую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (цен), в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

21. Необходимая валовая выручка (далее – НВВ) на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку (исключению обоснованных расходов) средств и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$\text{НВВ} = \text{НВВ}_p \pm \text{ДельтаНВВ}, \quad (2)$$

где:

НВВ_p – необходимый доход регулируемой организации в расчетном периоде, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на производство продукции (услуг) и получение прибыли, определяемой в соответствии с настоящими Методическими указаниями;

ДельтаНВВ – экономически обоснованные расходы регулируемой организации, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из НВВ (со знаком «-») по статьям расходов в соответствии с пунктами 19 и 20 настоящих Методических указаний.

V. Расчет расходов, относимых на регулируемые виды деятельности

22. В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

22.1. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

- 1) топливо, определяемое на основе пункта 22 Основ ценообразования;
- 2) покупная электрическая энергия, определяемая в соответствии с пунктом 23 Основ ценообразования;
- 3) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяемая на основе пункта 24 Основ ценообразования;
- 4) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 25 Основ ценообразования;
- 5) ремонт основных средств, определяемый на основе пункта 26 Основ ценообразования;
- 6) оплата труда, определяемая на основе пункта 27 Основ ценообразования;
- 7) амортизация основных средств, определяемая на основе пункта 28 Основ ценообразования;
- 8) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Службой.

22.2. Внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

22.3. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- 1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- 2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- 3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- 4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

23. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

24. Планируемые расходы по каждому виду регулируемой деятельности рассчитываются как сумма прямых и косвенных расходов. Прямые расходы относятся непосредственно на соответствующий регулируемый вид деятельности.

Распределение косвенных расходов между различными видами деятельности, осуществляемыми организацией, по решению регионального органа производится в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

25. Регулирующие органы на основе предварительно согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, обязаны в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

VI. Ценообразование для отдельных групп потребителей электрической и тепловой энергии (мощности)

26. Особенности расчета тарифов (цен) для отдельных групп потребителей электрической и тепловой энергии (далее – тарифные группы) определяются в соответствии с:

- статьями 2 и 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;
- пунктом 59 Основ ценообразования.

27. Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности):

1 группа. Базовые потребители

Базовые потребители – потребители с максимальным значением заявленной мощности, равным или более 20 МВт и годовым числом часов использования заявленной мощности более 7500, подтвержденным фактическим электропотреблением за предшествующий период регулирования показаниями приборов учета или автоматизированной системой контроля и управления потреблением и сбытом энергии (АСКУЭ). Заявленная мощность $N_{заявл}$ – мощность, участвующая в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС.

В зависимости от региональных особенностей структуры производства и потребления электроэнергии, в целях отнесения потребителей к группе 1 Служба может по представлению регионального регулирующего органа повысить значение заявленной мощности потребителей.

2 группа. Население

Аналогично указанной группе рекомендуется производить расчет тарифов для населенных пунктов, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; жилищных организаций, потребляющих электроэнергию на технические цели жилых домов; садоводческих товариществ, дачно-строительных, гаражно-строительных и гаражных кооперативов, автостоянок, общежитий, жилых зон при воинских частях и исправительно-трудовых учреждениях, объединенных хозяйственных построек граждан (погребов, сараев), рассчитывающихся по общему счетчику на вводе, а также содержащихся за счет прихожан религиозных организаций.

В соответствии с пунктом 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 7 декабря 1998 г. № 1444 «Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением» 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.

В соответствии с законодательством Российской Федерации государственное регулирование тарифов может производиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению, в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в установленном порядке.

3 группа. Прочие потребители

В целях формирования бюджетной политики в группе «Прочие потребители» потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой (далее – Бюджетные потребители).

Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую потребителям, дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с положениями раздела VIII настоящих Методических указаний:

- высокое (110 кВ и выше);
- среднее первое (35 кВ);
- среднее второе (20-1 кВ);
- низкое (0,4 кВ и ниже).

28. Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
 - от 1,2 до 2,5 кг/см²
 - от 2,5 до 7,0 кг/см²
 - от 7,0 до 13,0 кг/см²
 - свыше 13,0 кг/см²;
- острый и редуцированный пар.

В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

29. При расчетах тарифов на электрическую (тепловую) энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающими организациями другим энергоснабжающим (энергосбытовым) организациям, последние рассматриваются в качестве потребителей, с учетом следующих особенностей:

29.1. На территории субъекта Российской Федерации тарифы для бюджетных потребителей, получающих электрическую энергию на одном уровне напряжения, могут рассчитываться на одном уровне, вне зависимости, от какой энергоснабжающей организации осуществляется электроснабжение указанных потребителей.

На территории субъекта Российской Федерации тарифы для населения, с учетом положений пункта 27 настоящих Методических указаний, могут рассчитываться на одном уровне, вне зависимости, от какой энергоснабжающей организации осуществляется электроснабжение населения.

29.2. При расчетах тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающей организацией другой энергоснабжающей организации ЭСО, для последней устанавливается тариф на покупную электроэнергию T по формуле:

$$T = (TB - PC) / \mathcal{E}, \quad (3)$$

где:

TB – тарифная выручка ЭСО, рассчитанная как сумма произведений установленных региональным органом тарифов на электрическую энергию, отпускаемую потребителям ЭСО (с учетом положений подпункта 29.1 настоящего пункта), умноженных на объем полезного отпуска указанных потребителей;

PC – собственные расходы ЭСО, включая расходы из прибыли (без расходов на покупную электрическую энергию);

\mathcal{E} – объем покупаемой ЭСО электрической энергии.

29.3. При расчете тарифов на электрическую энергию (мощность), отпускаемую другим ЭСО, учитывается наличие в их составе базовых потребителей, тарифы для которых устанавливаются в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

29.4. В случае, если потребитель (покупатель, другая ЭСО) получает электрическую энергию от нескольких ЭСО (ПЭ), имеющих различную структуру поставки электрической энергии (собственная генерация, покупка у различных производителей, поставщиков, ЭСО), цены на электрическую энергию и мощность, получаемые потребителем (покупателем, другим ЭСО) от данных ЭСО (ПЭ), рассчитываются отдельно и могут быть различными.

29.5. Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей в одной системе, в которой теплоснабжение потребителей осуществляется от источника (источников) тепла через общую тепловую сеть (далее – система централизованного теплоснабжения (СЦТ)), могут рассчитываться на едином уровне.

По решению регионального органа тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, могут рассчитываться на едином уровне.

Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

29.6. Во всех случаях, в соответствии с пунктом 59 Основ ценообразования, тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, установленные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

VII. Расчет экономически обоснованного уровня цены на электрическую энергию на шинах и тепловую энергию на коллекторах производителей энергии (энергоснабжающей организации) – субъекта розничного рынка

30. Калькулирование расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии, осуществляется в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации и Постановления Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. № 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

31. Распределение расхода топлива тепловых электростанций между электрической и тепловой энергией, осуществляемое в процессе калькулирования расходов на производство электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с действующими нормативными актами.

32. Экономически обоснованный средний одноставочный тариф (цена) продажи электрической энергии, поставляемой на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{ГК(ср)}^{\mathcal{E}} = НВВ^{\mathcal{E}} / \mathcal{E}_{отп} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (4)$$

где:

$НВВ^{\mathcal{E}}$ – необходимая валовая выручка на производство электрической энергии;

$\mathcal{E}_{отп}$ – отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расходы на оплату потерь электрической энергии в пристанционном узле, вызванные развернутым транзитом электрической энергии через распределительное устройство данной электростанции, не включаются в $НВВ$ данной электростанции, а учитываются в расходах на оплату потерь в электрических сетях.

Не включаются в $НВВ$ электростанции расходы на содержание данного пристанционного узла (распределительного устройства) в части транзита электрической мощности (в пределах пропускной способности пристанционного узла), определяемой в соответствии с учетной политикой, принятой в организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в состав которой входит электростанция.

33. Экономически обоснованный тариф (цена) на тепловую энергию, предлагаемый ПЭ на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T_{ГК(ср)}^T = НВВ^T / Q_{Отп} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (5)$$

где:

НВВ^T – необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии;

Q_{Отп} – отпуск тепловой энергии в сеть.

34. Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится путем разделения НВВ^Э на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности.

35. Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится по формулам:

ставка платы за электрическую энергию:

$$T^Э = \frac{Э_{Топл} + ВН + К \times П^Э}{Э_{Отп}} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (6)$$

ставка платы за электрическую мощность (оплачивается ежемесячно, если иное не установлено в договоре):

$$T^M = \frac{НВВ^Э - К \times П^Э - Э_{Топл} - ВН}{N_{уст} \times M} \text{ (руб./МВт мес.)}, \quad (7)$$

где:

Э_{Топл} – суммарные затраты на топливо на производство электрической энергии на тепловых электростанциях, входящих в состав ПЭ;

ВН – водный налог (плата за пользование водными объектами гидравлическими электростанциями, входящими в состав ПЭ);

П^Э – прибыль ПЭ, относимая на производство электрической энергии (мощности);

К – коэффициент, равный отношению суммы Э_{Топл} и ВН к расходам (без учета расходов из прибыли) ПЭ, отнесенным на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности;

Э_{Отп} – суммарный отпуск электрической энергии с шин всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

N_{уст} – суммарная установленная электрическая мощность всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

M – число месяцев в периоде регулирования.

36. Тариф (цена) продажи тепловой энергии от ПЭ (ЭСО) рассчитывается для всех потребителей (покупателей) данного ПЭ (ЭСО) или дифференцируется по СЦТ при условии раздельного учета расходов по каждой из них.

37. Расчет тарифов продажи тепловой энергии предусматривает определение двухставочных тарифов и (или) одноставочных тарифов.

Расчет двухставочного тарифа продажи тепловой энергии производится путем разделения НВВ^T на производство тепловой энергии и на содержание мощности.

Расчет одноставочного тарифа производится по формуле (5) настоящих Методических указаний.

38. Расчет двухставочных тарифов продажи тепловой энергии с коллекторов генерирующих источников производится по формулам:

38.1. Ставка платы за тепловую энергию:

– по k-й ступени параметров пара s-го источника пара

$$T_{s,k}^{TЭ} = b_{s,k} \times Ц_s \times 10^{-3} + \frac{П_{s,k}^{TЭ}}{Q_{s,k}} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (8)$$

– по l-му источнику горячей воды

$$T_i^{TЭ} = b_i \times Ц_i \times 10^{-3} + \frac{П_i^{TЭ}}{Q_i} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (9)$$

где:

- $b_{s,k}, b_i$ – удельные расходы условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую соответственно в паре k -й ступени параметров s -м источником и в горячей воде i -м источником, кг.у.т./Гкал;
 $Q_{s,k}, Q_i$ – количество тепловой энергии, отпускаемой соответственно s -м источником в паре k -й ступени параметров и i -м источником в горячей воде, тыс. Гкал;
 ζ_s, ζ_i – цена условного топлива, используемого соответственно s -м и i -м источниками тепла, руб./т.у.т.;
 $\Pi_{s,k}^{TЭ}, \Pi_i^{TЭ}$ – части прибыли ПЭ по отпуску тепла, относимые соответственно на $Q_{s,k}$ и Q_i , тыс. руб.

38.2. Ставка платы за тепловую мощность рассчитывается на едином уровне для всех генерирующих источников тепла (в паре и горячей воде) и для всех СЦТ ЭСО по формуле:

$$T_{Э,м}^{TM} = \frac{HBB^T - \sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L (T_{s,k}^{TЭ} \times Q_{s,k}) - \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n (T_i^{TЭ} \times Q_i)}{(\sum_{s=1}^m \sum_{k=1}^L p_{s,k} + \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^n p_j) \times M}, \text{ тыс. руб. в месяц (Гкал/ч)}, \quad (10)$$

где:

- HBB^T – необходимая валовая выручка ПЭ по отпуску тепловой энергии в паре и горячей воде, тыс. руб.;
 $P_{s,k}, P_i$ – соответственно расчетные (присоединенные) тепловые мощности (нагрузки) s -го источника в теплоносителе «пар» k -й ступени параметров и i -го источника в теплоносителе «горячая вода», Гкал/ч;
 L, m – количество соответственно ступеней параметров пара на s -м источнике и источников пара у ПЭ;
 n, r – количество соответственно источников горячей воды в СЦТ и СЦТ у ПЭ.

39. Общехозяйственные расходы и прибыль ПЭ, относимые на тепловую энергию, распределяются между генерирующими источниками в соответствии с пунктом 24 настоящих Методических указаний.

40. Предложения по установлению тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию (мощность) включают в себя:

– экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах по видам регулируемой деятельности на период регулирования;

- виды и объемы продукции в натуральном выражении;
- распределение общей финансовой потребности по видам регулируемой деятельности;
- расчет средних и дифференцированных тарифов (цен) по видам регулируемой деятельности.

41. Для расчета тарифов (цен) используются следующие материалы:

- баланс мощности ПЭ (ЭСО) в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС (таблицы П1.1, П1.1.2);
- расчет полезного отпуска электрической энергии по ПЭ (ЭСО) (таблицы П1.2, П1.2.2);
- расчет полезного отпуска тепловой энергии ЭСО (ПЭ) (таблица П1.7);
- структура полезного отпуска тепловой энергии (таблица П1.8);
- расчет расхода топлива по электростанциям (котельным) (таблица П1.9);
- расчет баланса топлива (таблица П1.10);
- расчет затрат на топливо для выработки электрической и тепловой энергии (таблица П1.11);
- расчет стоимости покупной энергии на технологические цели (таблица П1.12);
- расчет суммы платы за пользование водными объектами предприятиями гидроэнергетики (водный налог) (таблица П1.14);
- смета расходов (таблица 1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей электрической энергии (таблица П1.18, П1.18.1);
- калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии (таблица П1.19, П1.19.1);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам электроэнергии (производство электроэнергии) (таблица П1.20.1);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам тепловой энергии (производство тепловой энергии) (таблица П1.20.2);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию (таблицы П1.21, П1.21.1, П1.21.2);
- расчет экономически обоснованного тарифа продажи ЭСО (ПЭ) (таблица П1.22);
- расчет экономически обоснованного тарифа покупки электроэнергии потребителями (таблица П1.23);
- расчет дифференцированных по времени суток ставок платы за электрическую энергию (таблица П1.26);
- экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.27);

- расчет одноставочных экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по СЦТ (ЭСО) (таблица П1.28);
- расчет ставок платы за тепловую мощность для потребителей пара и горячей воды по СЦТ (ЭСО) (таблица П1.28.1);
- расчет дифференцированных ставок за тепловую энергию для потребителей пара различных параметров и горячей воды (по СЦТ) (таблица П1.28.2);
- расчет экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.28.3);
- укрупненная структура тарифа на электрическую энергию для потребителей (таблица П1.29);
- программу производственного развития (план капиталовложений), согласованную в установленном порядке;
- расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленных на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
- бухгалтерскую и статистическую отчетность на последнюю отчетную дату;
- другие дополнительные материалы в соответствии с формой и требованиями, предъявляемыми регулирующим органом.

42. При заполнении таблиц указываются отчетные (ожидаемые) показатели базового периода, определяемые по текущим показателям года, предшествующего расчетному, а также, при необходимости, фактические данные за предыдущий год.

При комплексном теплоснабжении, когда выработка тепловой энергии в отопительных и производственно-отопительных котельных, ее передача, распределение и реализация независимо от вида тепловых нагрузок производится одним юридическим лицом, не относящимся к электроэнергетике, расчеты тарифов на тепловую энергию и платы за ее передачу по решению регионального органа могут осуществляться по упрощенной методике с сокращением объема информационных и обосновывающих материалов и без представления данных раздельного учета расходов на производство, передачу, распределение и реализацию тепловой энергии.

VIII. Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям

43. Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям определяется исходя из стоимости работ, выполняемых организацией, эксплуатирующей на правах собственности или на иных законных основаниях электрические сети и/или устройства преобразования электрической энергии, в результате которых обеспечиваются:

- передача электрической энергии (мощности) как потребителям, присоединенным к данной сети, так и отпускаемой в электрические сети других организаций (собственников);
- поддержание в пределах государственных стандартов качества передаваемой электрической энергии;
- содержание в соответствии с техническими требованиями к устройству и эксплуатации собственных электроустановок и электрических сетей, технологического оборудования, зданий и энергетических сооружений, связанных с эксплуатацией электрических сетей.

44. Размер тарифа на услуги по передаче электрической энергии рассчитывается в виде экономически обоснованной ставки, которая в свою очередь дифференцируется по четырем уровням напряжения в точке подключения потребителя (покупателя, другой энергоснабжающей организации) к электрической сети рассматриваемой организации:

- на высоком напряжении: (ВН) 110 кВ и выше;
- на среднем первом напряжении: (СН1) 35 кВ;
- на среднем втором напряжении: (СН 11) 20-1 кВ;
- на низком напряжении: (НН) 0,4 кВ и ниже.

45. При расчете тарифа на услуги по передаче электрической энергии за уровень напряжения принимается значение питающего (высшего) напряжения центра питания (подстанции) независимо от уровня напряжения, на котором подключены электрические сети потребителя (покупателя, ЭСО), при условии, что граница раздела балансовой принадлежности электрических сетей рассматриваемой организации и потребителя (покупателя, ЭСО) устанавливается на: выводах проводов из натяжного зажима порталной оттяжки гирлянды изоляторов воздушных линий (ВЛ), контактах присоединения аппаратных зажимов спусков ВЛ, зажимах выводов силовых трансформаторов со стороны вторичной обмотки, присоединении кабельных наконечников КЛ в ячейках распределительного устройства (РУ), выводах линейных коммутационных аппаратов, проходных изоляторов линейных ячеек, линейных разъединителях.

46. При определении тарифа на услуги по передаче электрической энергии (мощности) по указанным четырем уровням напряжения не учитываются сети потребителей, находящиеся у них на правах собственности или иных законных основаниях при условии, что содержание, эксплуатация и развитие этих сетей производится за счет средств указанных потребителей.

47. Расчетный объем необходимой валовой выручки (НВВ_{сети}) сетевой организации, осуществляющей деятельность по передаче электрической энергии по сетям высокого, среднего первого, среднего второго и низкого напряжения, определяется исходя из:

- расходов по осуществлению деятельности по передаче электрической энергии, в том числе: часть общехозяйственных расходов, относимых на деятельность по передаче электрической энергии, а также расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, принимаемой из сети, присоединенной к сети рассматриваемой организации;
- суммы прибыли, отнесенной на передачу электрической энергии.

48. Необходимая валовая выручка НВВ_{сети} распределяется по уровням напряжения по следующим формулам:

$$НВВ_{ВН} = РП_{ВН} + РПР_{ВН}; \quad (11)$$

$$РП_{ВН} = А_{ВН} + ПРН_{ВН} + НИ_{ВН}; \quad (11.1)$$

$$P_{ВН}^{ПР} = (HBB - P^П) \times \frac{Y_{ВН}}{SUMY}; \quad (11.2)$$

$$HBB_{СН1} = P_{СН1}^П + P_{СН1}^{ПР}; \quad (11.3)$$

$$P_{СН1}^П = A_{СН1} + PRH_{СН1} + НИ_{СН1}; \quad (11.4)$$

$$P_{СН1}^{ПР} = (HBB - P^П) \times \frac{Y_{СН1}}{SUMY}; \quad (11.5)$$

$$HBB_{СН11} = P_{СН11}^П + P_{СН11}^{ПР}; \quad (11.6)$$

$$P_{СН11}^П = A_{СН11} + PRH_{СН11} + НИ_{СН11}; \quad (11.7)$$

$$P_{СН11}^{ПР} = (HBB - P^П) \times \frac{Y_{СН11}}{SUMY}; \quad (11.8)$$

$$HBB_{НН} = P_{НН}^П + P_{НН}^{ПР}; \quad (11.9)$$

$$P_{НН}^П = A_{НН} + PRH_{НН} + НИ_{НН}; \quad (11.10)$$

$$P_{НН}^{ПР} = (HBB - P^П) \times \frac{Y_{НН}}{SUMY}, \quad (11.11)$$

где:

HBB – суммарный расчетный объем необходимой валовой выручки, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов (с учетом расходов из прибыли) на осуществление деятельности по передаче электрической энергии;

$HBB_{ВН}$, $HBB_{СН1}$, $HBB_{СН11}$ и $HBB_{НН}$ – расчетный объем необходимой валовой выручки, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов (с учетом расходов из прибыли) на осуществление деятельности по передаче электрической энергии соответственно по сетям (объектам электросетевого хозяйства) высокого, среднего первого, среднего второго и низкого напряжения;

$A_{ВН}$, $A_{СН1}$, $A_{СН11}$, $A_{НН}$ – амортизационные отчисления на полное восстановление основных производственных фондов, по принадлежности к тому или иному уровню напряжения в соответствии с Приложением 2 (таблицы 2.1 и 2.2). Прочая амортизация в целях определения HBB для каждого уровня напряжения учитывается в составе прочих (распределяемых) расходов;

$PRH_{ВН}$, $PRH_{СН1}$, $PRH_{СН11}$, $PRH_{НН}$ – прямые расходы из прибыли на производственное развитие (с учетом налога на прибыль), относимые, соответственно, на ВН, СН1, СН11, НН:

– по ВЛЭП и КЛЭП – в соответствии с таблицей 2.1 Приложения 2;

– по подстанциям, трансформаторным подстанциям, комплексным трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам – пропорционально мощности трансформатора на соответствующем уровне напряжения;

$НИ_{ВН}$, $НИ_{СН1}$, $НИ_{СН11}$, $НИ_{НН}$ – налог на имущество, база для которого исчисляется в соответствии с принадлежностью такого имущества к тому или иному уровню напряжения в соответствии с Приложением 2 (таблицы 2.1 и 2.2). Налог на имущество, рассчитанный от прочей базы в целях определения HBB для каждого уровня напряжения, учитывается в составе прочих (распределяемых) расходов;

$P^П$ – суммарные прямые расходы сетевой организации, включающие в себя амортизационные отчисления, расходы на производственное развитие и налог на имущество;

$SUMY$ – сумма условных единиц по оборудованию всех уровней напряжения, определяется в соответствии с Приложением 2;

$Y_{ВН}$, $Y_{СН1}$, $Y_{СН11}$, $Y_{НН}$ – суммы условных единиц по оборудованию, отнесенных соответственно к высокому, среднему первому, среднему второму и низкому уровням напряжения, определяемых в соответствии с Приложением 2;

$P_{ВН}^{ПР}$, $P_{СН1}^{ПР}$, $P_{СН11}^{ПР}$, $P_{НН}^{ПР}$ – прочие расходы сетевой организации, относимые на соответствующий уровень напряжения и рассчитываемые по формулам (11.2), (11.5), (11.8) и (11.11).

Объекты электросетевого хозяйства учитываются на соответствующем уровне напряжения согласно условным единицам.

В целях раздельного учета в $HBB_{ВН}$ расходов на содержание объектов электросетевого хозяйства, относимых к единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и не относимых к ЕНЭС, указанные расходы региональным органом рекомендуется распределять в соответствии с Приложением 3.

49. Расчет экономически обоснованного размера платы за услуги по передаче электрической энергии предусматривает определение двух ставок (тарифов) в качестве базы для утверждения платы за услуги по передаче электрической энергии для всех категорий и групп потребителей (как для потребителей, применяющих двухставочные тарифы, так и для потребителей, применяющих одноставочные тарифы) и покупателей (других ЭСО):

– тарифа на содержание электрических сетей соответствующего уровня (диапазона) напряжения в расчете на МВт мощности, опущенной из сети ($T^{СОД}_{ВН}$, $T^{СОД}_{СН1}$, $T^{СОД}_{СН11}$, $T^{СОД}_{НН}$ – руб./МВт в месяц);

– тарифа на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям соответствующего уровня напряжения ($T^{ПОТ}_{ВН}$, $T^{ПОТ}_{СН1}$, $T^{ПОТ}_{СН11}$, $T^{ПОТ}_{НН}$ – руб./МВт·ч).

50. Тарифы на содержание электрических сетей, дифференцированные по диапазонам (уровням) напряжения, рассчитываются в следующем порядке.

Высокое напряжение 110 кВ и выше

$$T^{СОД}_{ВН} = \frac{HBB_{ВН}}{N^{ОТП}_{ВН} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{ВН}}{100}\right) \times M} \tag{12}$$

Часть $HBB_{ВН}$, учитываемая при расчете тарифов на передачу для сетей среднего напряжения

$$\text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН} = HBB_{ВН} - T^{СОД}_{ВН} \times N^{ПО}_{ВН} \times M, \tag{12.1}$$

в том числе:

– часть, учитываемая при расчете $T^{СОД}_{СН1}$

$$\text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН1} = \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН} \times \frac{N^{ОТП}_{СН1} - N^{ПОСТ}_{СН1}}{N^{ОТП}_{СН1} + N^{ОТП}_{СН11/ВН} - N^{ПОСТ}_{СН1} - N^{ПОСТ}_{СН11}}, \tag{12.2}$$

– часть, учитываемая при расчете $T^{СОД}_{СН11}$

$$\text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН11} = \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН} - \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН1} \tag{12.3}$$

Среднее напряжение первого уровня 35 кВ

$$T^{СОД}_{СН1} = \frac{HBB_{СН1} + \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН1}}{N^{ОТП}_{СН1} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{СН1}}{100}\right) \times M}, \tag{12.4}$$

$$\text{Дельта } HBB_{СН1}^{СН11} = HBB_{СН1} + \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН1} - T^{СОД}_{СН1} \times N^{ПО}_{СН1} \times M \tag{12.5}$$

Среднее напряжение второго уровня 20-1 кВ

$$T^{СОД}_{СН11} = \frac{HBB_{СН11} + \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН11} + \text{Дельта } HBB_{СН1}^{СН11}}{N^{ОТП}_{СН11} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{СН11}}{100}\right) \times M}, \tag{12.6}$$

$$N^{ОТП}_{СН11} = N^{ОТП}_{СН11/ВН} + N^{ОТП}_{СН11/СН1} \tag{12.6.1}$$

$$\text{Дельта } HBB_{СН11}^{НН} = HBB_{СН11} + \text{Дельта } HBB_{ВН}^{СН11} + \text{Дельта } HBB_{СН1}^{СН11} - T^{СОД}_{СН11} \times N^{ПО}_{СН11} \times M \tag{12.7}$$

Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже

$$T_{\text{СОД}}^{\text{НН}} = \frac{HBB_{\text{НН}} + \text{Дельта } HBB_{\text{СН11}}^{\text{НН}}}{N_{\text{ОТП}}^{\text{НН}} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{НН}}}{100}\right) \times M}, \quad (12.8)$$

где:

$N_{\text{ОТП}}^{\text{ВН}}, N_{\text{ОТП}}^{\text{СН1}}, N_{\text{ОТП}}^{\text{СН11}}, N_{\text{ОТП}}^{\text{НН}}$ – мощность, отпускаемая в сеть высокого, среднего (первого 1 и второго 11 уровней напряжения), низкого напряжения;

$N_{\text{СН11/ВН}}^{\text{ОТП}}, N_{\text{СН11/СН1}}^{\text{ОТП}}$ – мощность, отпускаемая в ветви сети СН11, присоединенные соответственно к сети ВН и СН1;

$N_{\text{СН1/ВН}}^{\text{ОТП}}$ – мощность, отпускаемая в сеть СН1 из сети ВН;

$N_{\text{ПО}}^{\text{ВН}}, N_{\text{ПО}}^{\text{СН1}}, N_{\text{ПО}}^{\text{СН11}}, N_{\text{ПО}}^{\text{НН}}$ – полезный отпуск мощности потребителям, получающим электроэнергию от сетей ВН, СН1, СН11 и НН;

$N_{\text{ПОСТ}}^{\text{СН1}}, N_{\text{ПОСТ}}^{\text{СН11}}$ – поставка мощности в сети соответственно СН1, СН11, непосредственно от ПЭ;

$\text{альфа}_{\text{ВН}}, \text{альфа}_{\text{СН1}}, \text{альфа}_{\text{СН11}}, \text{альфа}_{\text{НН}}$ – нормативы потерь в электрических сетях (линиях электропередачи, трансформаторах и измерительных системах) ВН, СН1, СН11 и НН;

$HBB_{\text{СН11}}^{\text{ВН}}, HBB_{\text{СН11}}^{\text{СН1}}$ – необходимая валовая выручка сети СН11, подключенной к сети ВН и СН1;

$\text{Дельта } HBB_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \text{Дельта } HBB_{\text{ВН}}^{\text{СН11}}, \text{Дельта } HBB_{\text{СН1}}^{\text{СН11}}, \text{Дельта } HBB_{\text{СН11}}^{\text{НН}}$ – часть необходимой валовой выручки сети более высокого напряжения (нижний индекс), учитываемая при расчете тарифа на передачу смежной сети меньшего напряжения (верхний индекс);

M – количество месяцев в периоде регулирования.

51. Для определения платы на содержание электрических сетей по диапазонам (уровням) напряжения в расчете на МВт·ч для потребителей (покупателей, других ЭСО), рассчитывающихся по одноставочному тарифу, необходимо разделить плату на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения (руб./МВт в месяц) на число часов использования заявленной (договорной) мощности по данной группе потребителей (покупателей, других ЭСО), получающих электроэнергию на соответствующем диапазоне напряжения:

$$T_{\text{СОД.Э}}^{\text{ВН}} = (T_{\text{СОД}}^{\text{ВН}} \times M) / h_{\text{ВН}}; \quad (13)$$

$$T_{\text{СОД.Э}}^{\text{СН1}} = (T_{\text{СОД}}^{\text{СН1}} \times M) / h_{\text{СН1}}; \quad (13.1)$$

$$T_{\text{СОД.Э}}^{\text{СН11}} = (T_{\text{СОД}}^{\text{СН11}} \times M) / h_{\text{СН11}}; \quad (13.2)$$

$$T_{\text{СОД.Э}}^{\text{НН}} = (T_{\text{СОД}}^{\text{НН}} \times M) / h_{\text{НН}}; \quad (13.3)$$

где:

$T_{\text{СОД.Э}}^{\text{ВН}}, T_{\text{СОД.Э}}^{\text{СН1}}, T_{\text{СОД.Э}}^{\text{СН11}}, T_{\text{СОД.Э}}^{\text{НН}}$ – плата за содержание электрических сетей соответствующего диапазона (уровня) напряжения в расчете на МВт·ч;

$h_{\text{ВН}}, h_{\text{СН1}}, h_{\text{СН11}}, h_{\text{НН}}$ – среднегодовое число часов использования заявленной (расчетной) мощности одноставочных потребителей (покупателей, других ЭСО), получающих электроэнергию на соответствующем диапазоне напряжения.

52. Расчет ставки, учитывающей оплату потерь (технологического расхода) электрической энергии на ее передачу по сетям, определяется по формулам:

Высокое напряжение 110 кВ и выше

$$T_{\text{ПОТ}}^{\text{ВН}} = \frac{Э_{\text{ПОТ}}^{\text{ВН}}}{Э_{\text{ОТП}}^{\text{ВН}} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{ВН}}}{100}\right)}, \quad (14)$$

$$\text{где: } \mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} = \mathcal{T}^{\text{ЭС}} \times \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{ВН}} \times \frac{\text{альфа}_{\text{ВН}}}{100} \quad (14.1)$$

Среднее напряжение первого уровня 35 кВ

$$\mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}}}{\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН1}} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{СН1}}}{100}\right)}, \quad (14.2)$$

$$\text{где: } \mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} = \mathcal{T}^{\text{ЭС}} \times \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН1}} \times \frac{\text{альфа}_{\text{СН1}}}{100} + \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} \quad (14.3)$$

$$\text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} = (\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} - \mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} \times \mathcal{E}^{\text{ПО}}_{\text{ВН}}) \times \frac{\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН1}} - \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН1}}}{\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН1}} + \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН11/ВН}} - \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН1}} - \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН11}}} \quad (14.4)$$

Среднее напряжение второго уровня 20-1 кВ

$$\mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}}}{\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН11}} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{СН11}}}{100}\right)}, \quad (14.5)$$

$$\text{где: } \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН11}} = \mathcal{E}^{\text{СН11}}_{\text{ВН}} + \mathcal{E}^{\text{СН11}}_{\text{СН1}} + \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН11}} \quad (14.6)$$

$$\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} = \mathcal{T}^{\text{ЭС}} \times \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН11}} \times \frac{\text{альфа}_{\text{СН11}}}{100} + \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} \quad (14.7)$$

$$\text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} = \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} + \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} = [(\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} - \mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}} \times \mathcal{E}^{\text{ПО}}_{\text{ВН}}) - \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{ВН}}] + (\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} - \mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН1}} \times \mathcal{E}^{\text{ПО}}_{\text{СН1}}) \quad (14.8)$$

Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже

$$\mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{НН}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{НН}}}{\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{НН}} \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{НН}}}{100}\right)}, \quad (14.9)$$

$$\text{где: } \mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{НН}} = \mathcal{T}^{\text{ЭС}} \times \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{НН}} \times \frac{\text{альфа}_{\text{НН}}}{100} + \text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} \quad (14.10)$$

$$\text{Дельта}\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} = \mathcal{E}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} - \mathcal{T}^{\text{ПОТ}}_{\text{СН11}} \times \mathcal{E}^{\text{ПО}}_{\text{СН11}} \quad (14.11)$$

$\mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{ВН}}, \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН1}}, \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{СН11}}, \mathcal{E}^{\text{ОТП}}_{\text{НН}}$ – суммарный плановый (расчетный) на предстоящий период регулирования отпуск электроэнергии в сеть высокого, среднего (первого и второго уровня) и низкого напряжения, млн кВт·ч;

$\mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{ВН}}, \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН1}}, \mathcal{E}^{\text{ПОСТ}}_{\text{СН11}}$ – плановая (расчетная) поставка электроэнергии в сеть высокого и среднего напряжения непосредственно от генерирующих источников, а также с оптового рынка электрической энергии (мощности) и от других внешних поставщиков, млн кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН11}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН11}}$	– расчетный объем перетока электроэнергии из сети ВН в сеть СН1 и СН11, а также из сети СН1 в сеть СН11, млн кВт·ч;
$\mathcal{E}_{\text{СН11/ВН}}^{\text{ОТП}}$	– плановый (расчетный) на период регулирования отпуск электрической энергии в сеть СН11, присоединенную к сети ВН;
$\alpha_{\text{ВН}}, \alpha_{\text{СН1}}, \alpha_{\text{СН11}}, \alpha_{\text{НН}}$	– нормативы технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям (линиям электропередачи, трансформаторам) ВН, СН1, СН11, НН соответственно, %;
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{ПОТ}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{ПОТ}}, \mathcal{E}_{\text{СН11}}^{\text{ПОТ}}, \mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{ПОТ}}$	– расходы на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения, тыс. руб.;
$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \Delta \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН11}}, \Delta \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН11}}$	– часть затрат на оплату потерь сетей более высокого напряжения (нижний индекс), учитываемая при расчете $\mathcal{E}^{\text{ПОТ}}$ для смежных сетей более низкого напряжения (верхний индекс), тыс. руб.;
$T^{\text{ЭС}}$	– одноставочный тариф (цена) на электрическую энергию (мощность), руб./МВт·ч.

53. Экономически обоснованный размер платы за услуги по передаче электрической энергии ($T_{\text{усл ВН}}, T_{\text{усл СН1}}, T_{\text{усл СН11}}, T_{\text{усл НН}}$ – руб./МВт·ч) определяется следующим образом:

$$T_{\text{усл ВН}} = T_{\text{ВН}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{ВН}}^{\text{ПОТ}} \quad (15)$$

$$T_{\text{усл СН1}} = T_{\text{СН1}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{СН1}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.1)$$

$$T_{\text{усл СН11}} = T_{\text{СН11}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{СН11}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.2)$$

$$T_{\text{усл НН}} = T_{\text{ВН}}^{\text{СОД.Э}} + T_{\text{НН}}^{\text{ПОТ}} \quad (15.3)$$

При определении размера платы за услуги по передаче электрической энергии учитывается переток электрической энергии (мощности) в другие организации.

54. Размер платы за услуги по передаче электрической энергии рассчитывается для каждой региональной (территориальной) сетевой организации.

55. Плата за услуги по передаче электрической энергии не взимается с потребителя (покупателя, другой ЭСО), подключенного к шинам распределительного устройства одной или нескольких электростанций производителя энергии и получающего от нее (них) всю покупаемую электрическую энергию.

Расчет за покупаемую электрическую энергию этот потребитель (покупатель, другая ЭСО) производит по тарифу указанного производителя энергии.

В случае получения указанным потребителем (покупателем, другой ЭСО) части электрической энергии из общей сети расчет за электрическую энергию производится исходя из следующих положений:

- за часть электрической энергии, получаемой с шин, – как для потребителя (покупателя, другой ЭСО), подключенного к шинам распределительного устройства одной или нескольких электростанций производителя энергии;
- за остальную часть электрической энергии, полученной потребителем (покупателем, другой ЭСО) из общей сети, – с учетом: *стоимости покупаемой электрической энергии, определяемой по средней стоимости единицы электрической энергии в соответствии с пунктом 11 настоящих Методических указаний;*

платы за передачу электрической энергии, определяемой как произведение ставки платы за содержание электрических сетей соответствующего уровня напряжения и заявленной мощности, умноженной на коэффициент, равный частному от деления указанной части электрической энергии на полезный отпуск электрической энергии потребителю (покупателю, другой ЭСО) за календарный год, предшествующий расчетному периоду регулирования.

В тарифе для данного потребителя (покупателя, другой ЭСО) учитываются также расходы на сбыт электрической энергии и расходы на услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

56. Расчет платы за услуги по передаче электрической энергии по участкам электрических сетей (выделенным участкам электрических сетей), используемым для передачи электрической энергии конкретному потребителю (покупателю, другой ЭСО), производится при наличии в электросетях соответствующих приборов учета и контроля.

При расчете платы за услуги по передаче электрической энергии по выделенным участкам электросетей учитываются только те расходы ЭСО, которые необходимы для содержания указанных участков электросетей (с соответствующими устройствами преобразования электрической энергии), компенсации возникающих в них потерь электрической энергии и резервного питания потребителя (покупателя, другой ЭСО).

57. Для расчета тарифов (цен) используются следующие материалы:

- расчет технологического расхода электрической энергии (потерь) в электрических сетях ЭСО (региональные электрические сети) (таблица П1.3);
- баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН1 и НН (таблица П1.4);

- электрическая мощность по диапазонам напряжения ЭСО (таблица П1.5);
- структура полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей ЭСО (таблица П1.6);
- расчет суммы платы на услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (таблица П1.13);
- смета расходов (таблица П1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- расчет среднегодовой стоимости основных производственных фондов по линиям электропередачи и подстанциям (таблица П1.17.1);
- калькуляция расходов, связанных с передачей электрической энергии (таблица П1.18.2);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений в электросетевое строительство (передача электроэнергии) (таблица П1.20.3);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии (таблица П1.21.3);
- расчет платы за услуги по содержанию электрических сетей (таблица П1.24);
- расчет ставки по оплате технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям (таблица П1.25);
- экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей (таблица П1.27);
- расчет условных единиц для распределения общей необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей по уровням напряжения (Приложение 2);
- бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.

IX. Расчет размера платы за услуги по передаче тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения

58. Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям определяется из следующих видов расходов:

- расходы на эксплуатацию тепловых сетей;
- расходы на оплату тепловой энергии, израсходованной на передачу тепловой энергии по тепловым сетям (технологический расход (потери) тепловой энергии в сетях).

Расходы на эксплуатацию тепловых сетей должны обеспечивать:

- содержание в соответствии с технологическими нормами, требованиями и правилами тепловых сетей и сооружений на них, устройств защиты и автоматики, а также зданий и сооружений, предназначенных для эксплуатации тепловых сетей;
- уровень надежности теплоснабжения каждого потребителя в соответствии с проектной категорией надежности;
- поддержание качества передаваемых тепловой энергии и теплоносителей в пределах, устанавливаемых в договорах и обязательных к применению правилах, утвержденных в установленном порядке;
- поддержание в состоянии эксплуатационной готовности тепловых сетей, а также оборудования, зданий и сооружений, связанных с эксплуатацией тепловых сетей.

59. Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии $T_{\text{переді}}$ в виде тарифа на передачу по тепловым сетям единицы тепловой мощности производится по формуле:

$$T_{\text{переді}} = \frac{НВВ^T_{\text{сети}}}{P_i \times M}, \quad (16)$$

где:

$T_{\text{переді}}$ – плата за услуги по передаче тепловой энергии (руб./Гкал/ч в мес.);

$НВВ^T_{\text{сети}}$ – необходимая валовая выручка теплосетевой организации на регулируемый период по оказанию услуг по передаче тепловой энергии в паре или в горячей воде, тыс. руб.;

P_i – суммарная расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка) по совокупности потребителей тепловой энергии в паре или горячей воде по заключенным договорам теплоснабжения с энергоснабжающей организацией на регулируемый период, тыс. Гкал/ч;

M – продолжительность периода регулирования, мес.

60. Расчет тарифов на тепловую энергию для потребителей по настоящим Методическим указаниям основывается на полном возврате теплоносителей в тепловую сеть и (или) на источник тепла.

Стоимость используемой на источниках тепла исходной воды для обеспечения технологического процесса относится к стоимости сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых при производстве тепловой энергии.

Расходы теплоснабжающей организации на приобретение воды принимаются по ценам ее покупки и расходам на химическую очистку воды по указанным в договорах ценам.

61. При расчете величины платы за услуги по передаче тепловой энергии по паровым и водяным тепловым сетям НВВ регулируемой организации, осуществляющей деятельность по передаче тепловой энергии в паре и в горячей воде, распределяется между тепловыми и паровыми сетями.

61.1. Прямые расходы на развитие и содержание паровых и водяных тепловых сетей учитываются отдельно. Общехозяйственные расходы и прибыль регулируемой организации распределяются между СЦТ пропорционально прямым расходам. При невозможности отнесения какой-либо составляющей прямых расходов (материальные расходы, оплата труда, отчисления в ремонтный фонд, прочие прямые расходы) по видам услуг по передаче тепловой энергии (пар, горячая вода) по прямому признаку расчет указанных расходов производится пропорционально условным единицам тепловых сетей или в соответствии с учетной политикой, принятой в регулируемой организации.

61.2. В составе материальных расходов учитываются расходы на приобретение воды, электрической и тепловой энергии, расходующихся на технологические цели, включая расходы на компенсацию следующих нормативных технологически необходимых затрат и технически неизбежных потерь ресурсов:

- тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с потерями теплоносителей;
- потери (в том числе с утечками) теплоносителей (пар, конденсат, горячая вода) – без тепловой энергии, содержащейся в каждом из них;
- затраты электроэнергии на привод насосов (подкачивающих, смешительных, циркуляционных, дренажных и т. п.), а также другого оборудования, обеспечивающего технологический процесс передачи и распределения тепловой энергии.

61.3. Расходы на компенсацию указанных в подпункте 61.2 настоящих Методических указаний потерь и затрат ресурсов определяются по действующим тарифам и ценам на каждый из видов ресурсов, получаемых по договорам с поставщиками (производителями), или по расходам на их производство в тех случаях, когда ЭСО, наряду с оказанием услуг по передаче тепловой энергии и теплоносителя, осуществляет производство данных ресурсов с последующим их потреблением в процессе передачи тепловой энергии.

62. Для расчета тарифов (цен) на тепловую энергию используются следующие материалы:

- структура полезного отпуска тепловой энергии (таблица П1.8);
- смета расходов (таблица П1.15);
- расчет расходов на оплату труда (таблица П1.16);
- расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица П1.17);
- калькуляция расходов по передаче тепловой энергии (таблица П1.19.2);
- расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица П1.20);
- справка о финансировании и освоении капитальных вложений в теплосетевое строительство (передача теплоэнергии) (таблица П1.20.4);
- расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу тепловой энергии (таблица П1.21.4);
- расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии (таблица П1.24.1);
- бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.

Х. Расчет тарифов по группам потребителей электрической и тепловой энергии на потребительском рынке

63. Процедура расчета тарифов на электрическую энергию предусматривает двухставочные тарифы (на принципах отдельного учета затрат между электрической энергией и мощностью) в качестве базы для расчета тарифов на электроэнергию для всех групп потребителей (как для потребителей, применяющих двухставочные тарифы, так и для потребителей, применяющих одноставочные и зонные тарифы).

При этом при расчетах за покупную электрическую энергию по двухставочным тарифам в расчет условно-постоянных расходов энергоснабжающей организации включаются расходы на покупку мощности (по ставке тарифа за мощность) и в расчет переменных составляющих расходов включаются расходы на покупку энергии (по ставке тарифа на электрическую энергию).

64. Одноставочный тариф (цена) покупки электрической энергии (мощности), поставляемой 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 следующих диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности:

- от 7000 и выше;
- от 6000 до 7000 часов;
- от 5000 до 6000 часов;
- от 4000 до 5000 часов;
- от 3000 до 4000 часов;
- от 2000 до 3000 часов;
- менее 2000 часов.

65. Расчет тарифов (цены) на электрическую энергию (мощность), поставляемую ПЭ потребителям, производится отдельно для потребителей группы 1 и потребителей групп 2 и 3.

66. Тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) для потребителей группы 1 определяются исходя из средневзвешенных цен (тарифов) на базовые части полезного отпуска и заявленной мощности и оставшуюся их часть в следующей последовательности.

Определяется доля полезного отпуска электрической энергии (заявленной мощности) потребителей 1 группы в полезном отпуске всем потребителям ЭСО (заявленной мощности всех потребителей ЭСО) по формулам:

$$K_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол1}}}{\mathcal{E}_{\text{полЭСО}}}, \quad (17)$$

$$K_2 = \frac{N_{\text{заявл}1}}{N_{\text{заявл}ЭСО}}, \quad (17.1)$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{пол}1}, \mathcal{E}_{\text{пол}ЭСО}$ – полезный отпуск электрической энергии соответственно потребителям группы 1 и всем потребителям ЭСО (группы 1 – 3);

$N_{\text{заявл}1}, N_{\text{заявл}ЭСО}$ – заявленная мощность соответственно потребителей группы 1 и всех потребителей ЭСО (группы 1 – 3).

Определяется базовая часть полезного отпуска электрической энергии $\mathcal{E}_{\text{баз}1}$ и заявленной мощности $N_{\text{баз}1}$ потребителям группы 1 по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{баз}1} = K_1 \times \mathcal{E}_{\text{пол}1}, \quad (18)$$

$$N_{\text{баз}1} = K_2 \times N_{\text{заявл}1}, \quad (19)$$

где:

$N_{\text{заявл}1}$ – суммарная заявленная мощность потребителей группы 1.

Базовая часть тарифов на электрическую энергию $T^{\mathcal{E}}_{\text{баз}1}$ и мощность $T^M_{\text{баз}1}$ рассчитываются по тарифным ставкам за электрическую энергию и мощность того из s-х ПЭ, заключивших с СЭО договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), который имеет наименьший одноставочный тариф на электрическую энергию, по формулам:

$$T^{\mathcal{E}}_{\text{баз}1} = \frac{HBB^{\mathcal{E}}_{sm}}{\mathcal{E}_{\text{отп}sm}}, \quad (20)$$

$$T^M_{\text{баз}1} = \frac{HBB^M_{sm}}{N_{\text{отп}sm}}, \quad (21)$$

где:

sm – индекс, фиксирующий из s-х ПЭ того ПЭ, который имеет минимальный одноставочный тариф продажи электроэнергии;

$HBB^{\mathcal{E}}_{sm}, HBB^M_{sm}$ – необходимые sm-му ПЭ валовые выручки соответственно за электрическую энергию и мощность, определяемые в соответствии с главой VII настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{\text{отп}sm}, N_{\text{отп}sm}$ – объемы соответственно полезного отпуска электрической энергии и мощности от sm-го ПЭ (согласно главе VII настоящих Методических указаний), определяемые на основании плановых балансов электрической энергии (мощности) ЭСО, утвержденных в установленном порядке.

Оставшиеся части тарифов (цен) на электрическую энергию $T^{\mathcal{E}}_{\text{ост}1}$ и мощность $T^M_{\text{ост}1}$, вырабатываемые всеми s-ми ПЭ и отпускаемые потребителям группы 1, определяются по формулам:

$$T^{\mathcal{E}}_{\text{ост}1} = \frac{\text{SUM}_s HBB^{\mathcal{E}}_s - TB^{\mathcal{E}}_{\text{баз}1}}{\text{SUM}_s \mathcal{E}_{\text{отп}s} - \mathcal{E}_{\text{отп.баз.1}}}, \quad (22)$$

$$T^M_{\text{ост}1} = \frac{\text{SUM}_s HBB^M_s - TB^M_{\text{баз}1}}{\text{SUM}_s N_{\text{отп}s} - N_{\text{отп.баз.1}}}, \quad (23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отпбаз}1} = \frac{\mathcal{E}_{\text{баз}1\text{вн}}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right)} + \frac{\mathcal{E}_{\text{баз}1\text{сн}1}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{сн}1}}{100}\right)}, \quad (24)$$

$$N_{\text{отпбаз1}} = \frac{N_{\text{баз1вн}}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right)} + \frac{N_{\text{баз1сн1}}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{вн}}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{\text{сн1}}}{100}\right)}, \quad (25)$$

$$ТВ^{\text{Э}}_{\text{баз1}} = \frac{HBB^{\text{Э}}_{\text{sm}}}{\text{Э}_{\text{отпсм}}} \times \text{Э}_{\text{отпбаз1}}, \quad (26)$$

$$ТВ^{\text{М}}_{\text{баз1}} = \frac{HBB^{\text{М}}_{\text{sm}}}{N_{\text{отпсм}}} \times N_{\text{отпбаз1}}, \quad (27)$$

где:

$\text{SUM}_s HBB^{\text{Э}}_s, \text{SUM}_s HBB^{\text{М}}_s$ – суммарные по всем s-м ПЭ необходимые валовые выручки, отнесенные соответственно на электрическую энергию и мощность;

$\text{Э}_{\text{отп.баз1}}$ и $N_{\text{отпбаз1}}$ – соответственно базовая часть полезного отпуска электрической энергии и мощности от sm-го ПЭ для потребителей группы 1;

$\text{Э}_{\text{баз1вн}}$ и $\text{Э}_{\text{баз1сн1}}$ – базовая часть полезного отпуска электрической энергии от sm-го ПЭ потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем первом уровнях напряжения;

$N_{\text{баз1вн}}$ и $N_{\text{баз1сн1}}$ – базовая часть заявленной мощности, отпускаемой от sm-го ПЭ потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем первом уровнях напряжения;

$ТВ^{\text{Э}}_{\text{баз1}}$ и $ТВ^{\text{М}}_{\text{баз1}}$ – тарифные выручки, получаемые sm-м ПЭ от потребителей групп 1 соответственно за полезный отпуск им электрической энергии в размере $\text{Э}_{\text{баз1}}$ и мощности в размере $N_{\text{баз1}}$;

$\text{Э}_{\text{отпс}}$ и $N_{\text{отпс}}$ – соответственно полезный отпуск электрической энергии и мощности от s-го ПЭ потребителям.

Средневзвешенные тарифы (цены) на электрическую энергию $T^{\text{Э}}_1$ и мощность $T^{\text{М}}_1$ для потребителей группы 1 определяются по формулам:

$$T^{\text{Э}}_1 = \frac{T^{\text{Э}}_{\text{баз1}} \times \text{Э}_{\text{отпбаз1}} + T^{\text{Э}}_{\text{ост1}} \times (\text{Э}_{\text{отп1}} - \text{Э}_{\text{отпбаз1}})}{\text{Э}_{\text{отп1}}}, \quad (28)$$

$$T^{\text{М}}_1 = \frac{T^{\text{М}}_{\text{баз1}} \times N_{\text{отпбаз1}} + T^{\text{М}}_{\text{ост1}} \times (N_{\text{отп1}} - N_{\text{отпбаз1}})}{N_{\text{отп1}}}. \quad (29)$$

Тарифные выручки, полученные всеми s-ми ПЭ от потребителей группы 1 за отпуск электрической энергии $ТВ^{\text{Э}}_1$ и мощности $ТВ^{\text{М}}_1$, определяются по формулам:

$$ТВ^{\text{Э}}_1 = T^{\text{Э}}_1 \times \text{Э}_{\text{отп1}}, \quad (30)$$

$$ТВ^{\text{М}}_1 = T^{\text{М}}_1 \times N_{\text{отп1}}. \quad (31)$$

Средние тарифы (цены) на электрическую энергию $T^{\text{Э}}_{2-3}$ и $T^{\text{М}}_{2-3}$, отпускаемые потребителям групп 2 – 3, определяются по формулам:

$$T^{\text{Э}}_{23} = \frac{\text{SUM}_s HBB^{\text{Э}}_s - ТВ^{\text{Э}}_1}{\text{SUM}_s \text{Э}_{\text{отпс}} - \text{Э}_{\text{отп1}}}, \quad (32)$$

$$T^{\text{М}}_{23} = \frac{\text{SUM}_s HBB^{\text{М}}_s - ТВ^{\text{М}}_1}{\text{SUM}_s N_{\text{отпс}} - N_{\text{отп1}}}, \quad (33)$$

где: $\mathcal{E}_{отп1}$ и $N_{отп1}$ – соответственно отпуск электрической энергии и мощности от s-х ПЭ для потребителей группы 1, рассчитываемые по формулам:

$$\mathcal{E}_{отп1} = \frac{\mathcal{E}_{пол1вн}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right)} + \frac{\mathcal{E}_{пол1сн1}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{сн1}}{100}\right)}, \quad (34)$$

$$N_{отп1} = \frac{N_{заявл1вн}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right)} + \frac{N_{заявл1сн1}}{\left(1 - \frac{\text{альфа}_{вн}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{альфа}_{сн1}}{100}\right)}, \quad (35)$$

где:

$\mathcal{E}_{пол1вн}$ и $\mathcal{E}_{пол1сн1}$ – полезный отпуск электрической энергии потребителям группы 1 соответственно на высоком и среднем уровнях напряжения.

Тарифные выручки, полученные всеми s-ми ПЭ от потребителей групп 2 и 3 за отпуск электрической энергии $TВ^{\mathcal{E}}_{2-3}$ и мощности $TВ^M_{2-3}$, определяются по формулам:

$$TВ^{\mathcal{E}}_{23} = T^{\mathcal{E}}_{2-3} \times (\text{SUM}_s \mathcal{E}_{отпs} - \mathcal{E}_{отп1}), \quad (36)$$

$$TВ^M_{23} = T^M_{2-3} \times (\text{SUM}_s N_{отпs} - N_{отп1}). \quad (37)$$

Если отпуск электрической энергии от sm-го ПЭ больше базовой части отпуска электроэнергии для потребителей группы 1, то тарифы на электрическую энергию и мощность для потребителей групп 1, 2 и 3 определяются по формулам (28), (29) и (32), (33).

В противном случае аналогичные расчеты повторяются в указанной выше последовательности, где за sm-го ПЭ принимают ПЭ с наименьшим после рассмотренного выше (см. формулы (20) и (21)) одноставочным тарифом на электрическую энергию.

67. Ставка за заявленную мощность тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям для j-го потребителя $T^{МП}_j$ определяется по формуле:

$$T^{МП}_j = \frac{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i TВ^M_{slj}}{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i N_{заявslj}}, \quad (38)$$

где:

sl и i – индексы, фиксируемые соответственно ставку по i-м уровням напряжения в sl-х ЭСО;
 $TВ^M_{slj}$ – тарифная выручка, получаемая от j-го потребителя за содержание электрических сетей i-го уровня напряжения sl-й ЭСО (определяется по формулам (12) – (12.8) раздел VIII настоящих Методических указаний).

Ставка за электрическую энергию тарифа за услуги по передаче электрической энергии по сетям для j-го потребителя $T^{\mathcal{E}П}_j$ определяется по формуле:

$$T^{\mathcal{E}П}_j = \frac{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i TВ^{\mathcal{E}}_{slj}}{\text{SUM}_{sl} \text{SUM}_i \mathcal{E}_{полslj}}, \quad (39)$$

где:

$TВ^{\mathcal{E}}_{slj}$ – тарифная выручка, получаемая от j-го потребителя за оплату потерь (технологического расхода) электрической энергии на ее передачу по сетям i-го уровня напряжения sl-й ЭСО (определяется по формулам (14) – (14.11) раздела VIII настоящих Методических указаний).

68. С учетом расходов на производство и передачу электрической энергии j-й потребитель оплачивает ставку (тариф) на заявленную мощность T^M_j и ставку (тариф) за полезный отпуск электроэнергии $T^{\mathcal{E}}_j$.

Ставки (тарифы) T^M_j и $T^{\mathcal{E}}_j$ j-го потребителя, относящегося к группе 1, определяются по формулам:

$$T^M_j = T^{МГ}_{1j} + T^{МП}_j \quad (40)$$

$$T_j^{\text{Э}} = T_{1j}^{\text{ЭГ}} + T_j^{\text{ЭП}} \quad (41)$$

Ставка (тарифы) $T_j^{\text{М}}$ и $T_j^{\text{Э}}$ j-го потребителя, относящегося к группам 2 и 3, определяются по формулам:

$$T_j^{\text{М}} = T_{2-3j}^{\text{МГ}} + T_j^{\text{МП}} \quad (42)$$

$$T_j^{\text{Э}} = T_{2-3j}^{\text{ЭГ}} + T_j^{\text{ЭП}} \quad (43)$$

69. Определение расчетной мощности потребителей (исходя из заявленного объема электрической энергии), оплачивающих электроэнергию по одноставочным тарифам, осуществляется ЭСО и производится в следующей последовательности:

а) по каждой группе потребителей определяется состав представительной выборки. По каждому потребителю, вошедшему в выборку, рассматривается следующая информация:

- наименование предприятия (организации);
- вид выпускаемой продукции (для промышленных предприятий);
- коэффициент сменности (для промышленных предприятий);
- основные направления использования электроэнергии;
- суточный график электрической нагрузки в день годового максимума совмещенного графика нагрузки ОЭС (если суточный график по какой-либо тарифной группе отсутствуют, то организуется выборочные замеры нагрузки в часы утреннего и вечернего максимумов нагрузки ОЭС);
- годовой объем электропотребления;

б) по каждому потребителю в указанном суточном графике определяется нагрузка в отчетные часы утреннего и вечернего пика (максимума) ОЭС. В дальнейших расчетах используется один (утренний или вечерний) наибольший суммарный совмещенный максимум нагрузки рассматриваемой группы потребителей;

в) посредством деления суммарного годового электропотребления всех абонентов, вошедших в выборку, на их совмещенный максимум нагрузки определяется среднегодовое число часов использования максимума нагрузки рассматриваемой группы потребителей.

70. Для потребителей, применяющих одноставочные тарифы на электроэнергию, рассчитанные согласно настоящим Методическим указаниям, двухставочные тарифы преобразуются в одноставочные $T_j^{\text{Э0}}$ по формуле:

$$T_j^{\text{Э0}} = \frac{T_{mj} \times M}{h_{\max j}} + T_j^{\text{Э}}, \quad (44)$$

где:

$h_{\max j}$ – годовое число часов использования заявленной мощности.

Для диапазонов годового числа часов использования заявленной мощности применяются следующие расчетные значения $h_{\max j}$:

- от 7000 часов и выше – 7500;
- от 6000 до 7000 часов – 6500;
- от 5000 до 6000 часов – 5500;
- от 4000 до 5000 часов – 4500;
- от 3000 до 4000 часов – 3500;
- от 2000 до 3000 часов – 2500;
- менее 2000 часов – 1000.

71. Дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию для потребителей рассчитывается на основе среднего одноставочного тарифа покупки от ПЭ.

Интервалы тарифных зон суток по энергозонам (ОЭС) России устанавливаются Службой на основании запрашиваемой в ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» информации.

Расчет тарифных ставок на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток (пик, полупик, ночь) на основе среднего одноставочного тарифа продажи электрической энергии от ПЭ, осуществляется исходя из следующего уравнения:

$$T_{\text{ГК(ср)}}^{\text{Э}} = (T_{\text{П}} \times \text{Э}_{\text{П}} + T_{\text{ПП}} \times \text{Э}_{\text{ПП}} + T_{\text{Н}} \times \text{Э}_{\text{Н}}) / \text{Э}_{\text{пол}}, \quad (\text{руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч}), \quad (45)$$

где:

$T_{\text{ГК(ср)}}^{\text{Э}}$ – утвержденный одноставочный тариф на электрическую энергию по ПЭ (руб./тыс. кВт·ч);

$T_{\text{П}} T_{\text{ПП}} T_{\text{Н}}$ – тарифы за электроэнергию соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика нагрузки (руб./тыс. кВт·ч);

$\text{Э}_{\text{П}} \text{Э}_{\text{ПП}} \text{Э}_{\text{Н}}$ – объем покупки электроэнергии потребителем ПЭ, рассчитывающимся по зонным тарифам, соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах графика нагрузки. При этом численные значения объема покупки электроэнергии по зонам могут задаваться как в абсолютных единицах (тыс. кВт·ч), так и в долях от суммарного объема покупки электроэнергии;

$\text{Э}_{\text{пол}}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителю.

Величина тарифа в ночной зоне T_H устанавливается на уровне, обеспечивающем ПЭ возмещение суммы расходов на топливо, на производство электроэнергии Э:

$$T_H = \text{SUM}Z_{\text{упер}}^P_H / \text{Э} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (46.1)$$

где:

$\text{SUM}Z_{\text{упер}}^P_H$ – сумма расходов на топливо по ПЭ.

По ЭСО $Z_{\text{упер}}^P_H$ включают в себя расходы на покупную электрическую энергию (при их наличии).

Тариф за электроэнергию, поставляемую в полупиковой зоне графика нагрузки $T_{\text{пп}}$, приравнивается к утвержденному для ПЭ одноставочному тарифу:

$$T_{\text{пп}} = T_{\text{гк}}^3(\text{ср}) \text{ (руб./тыс. кВт·ч)} \quad (46.2)$$

Определение численного значения тарифа за электроэнергию в пиковой зоне $T_{\text{п}}$ исходя из уравнения (45) производится по следующей формуле:

$$T_{\text{п}} = \frac{T_{\text{ср}} \times \text{Э}_{\text{пол}} - T_{\text{пп}} \times \text{Э}_{\text{пл}} - T_H \times \text{Э}_H^3}{\text{Э}_{\text{п}}} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (46.3)$$

где:

$\text{Э}_{\text{п}}$ – потребление электрической энергии в пиковой зоне графика нагрузки.

Дифференцированный по зонам суток тариф на электрическую энергию для потребителей рассчитывается как сумма дифференцированного по зонам суток тарифа покупки от ПЭ и, одинаковых по всем зонам суток, тарифа на передачу электрической энергии и платы за указанные в подпункте 5.3 настоящих Методических указаний услуги.

Тарифы (цены) на электроэнергию, поставляемую потребителям (покупателям), рассчитываются в соответствии с таблицей П1.29.

Допускается производить дифференциацию тарифов на электрическую энергию по двум зонам суток – «день» и «ночь». При расчете данных тарифов используют следующие соотношения:

$$T_{\text{эгк}}(\text{ср}) = \frac{T_{\text{день}} \text{Э}_{\text{день}} + T_H \text{Э}_H}{\text{Э}_{\text{пол}}}, \quad (46.4)$$

где:

$T_{\text{день}}, T_H$ – тарифные ставки продажи электроэнергии соответственно в дневной и ночной зонах суточного графика нагрузок;

$\text{Э}_{\text{день}}, \text{Э}_H$ – объемы потребления электроэнергии соответственно в дневной и ночной периоды.

Тарифная ставка продажи электроэнергии в ночной зоне определяется по выражению (46.1).

Тарифная ставка продажи электроэнергии в дневной зоне суточного графика нагрузок определяется по выражению:

$$T_{\text{день}} = \frac{T_{\text{эгк}}(\text{ср}) \text{Э}_{\text{пол}} - T_H \text{Э}_H}{\text{Э}_{\text{день}}}. \quad (46.5)$$

72. Потребитель тепловой энергии оплачивает расходы, связанные с производством и передачей тепловой энергии по тарифам, рассчитываемым в соответствии с разделами VII и IX настоящих Методических указаний.

XI. Тарифы на электрическую энергию (мощность), реализуемую по двусторонним договорам

73. Двусторонние договоры могут заключаться в соответствии с Основами ценообразования.

74. При наличии выпадающих доходов регулируемой организации, вызванных реализацией энергии (мощности) по двусторонним договорам, отнесение их на иные группы потребителей не производится.

Приложение 1

Таблица П1.1.1

**Баланс мощности ПЭ в годовом совмещенном максимуме
графика электрической нагрузки ОЭС**

№ п.п.	Наименование показателей	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Установленная мощность эл. станций ПЭ	тыс. кВт		
2.	Снижение мощности из-за вывода оборудования в консервацию			
3.	Нормативные, согласованные с ОРГРЭС ограничения мощности			
4.	Прочие ограничения			
5.	Располагаемая мощность ПЭ			
6.	Снижение мощности из-за вывода оборудования в реконструкцию и во все виды ремонтов			
7.	Рабочая мощность ПЭ			
8.	Мощность на собственные нужды			
9.	Полезная мощность ПЭ			

Таблица П1.1.2

**Баланс мощности ЭСО в годовом совмещенном максимуме
графика электрической нагрузки ОЭС**

№ п.п.	Наименование показателей	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Поступление мощности в сеть ЭСО от ПЭ	тыс. кВт		
1.1.	Собственных станций			
1.2.	От блокстанций			
1.3.	С оптового рынка			
1.4.	Других ПЭ и ЭСО			
1.4.1.	...			
2.	Потери в сети			
3.	Мощность на производственные и хозяйственные нужды			
4.	Полезный отпуск мощности ЭСО в том числе			
	Максимум нагрузки собственных потребителей ЭСО			
	Передача мощности другим ЭСО			
	Передача мощности на оптовый рынок			

Таблица П1.2.1

Расчет полезного отпуска электрической энергии по ПЭ, млн кВт·ч

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Выработка электроэнергии, всего		
	в т. ч. ТЭС		
	ГЭС		
2.	Покупная электроэнергия от других собственников		
3.	Расход электроэнергии на собственные нужды в том числе:		
	на ТЭС		
	- на производство электроэнергии		
	то же в %		
	- на производство теплоэнергии		
	то же в кВт·ч/Гкал		
	на ГЭС		
	то же в %		
4.	Отпуск электроэнергии с шин (п. 1 – п. 3), всего		
5.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды ПЭ		
6.	Потери электроэнергии в пристанционных узлах		
7.	Полезный отпуск ПЭ (п. 4 + п. 2 – п. 5 – п. 6)		
	в том числе: по прямым договорам в общую сеть		

Таблица П1.2.2

Расчет полезного отпуска электрической энергии по ЭСО, млн кВт·ч

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Полезный отпуск ПЭ (строка 7 т. 1.2.1)		
2.	Покупная электроэнергия		
2.1.	с оптового рынка		
2.2.	от блок-станций		
2.3.	от других поставщиков (за вычетом строки 2 таблицы П.1.2.1)		
3.	Потери электроэнергии в сетях		
	то же в % к отпуску в сеть		
4.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды, в том числе:		
	для закачки воды ГАЭС		
	для электробойлерных		
	для котельных		
5.	Полезный отпуск электроэнергии ЭСО, всего, в том числе:		
5.1.	Передача электроэнергии на оптовый рынок		
5.2.	Отпуск электроэнергии по прямым договорам		
5.3.	Полезный отпуск электроэнергии в общую сеть		

**Расчет технологического расхода электрической энергии (потерь)
в электрических сетях ЭСО (региональных электрических сетях)**

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	Базовый период					Период регулирования					
			ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	Технические потери	млн кВт·ч											
1.1.	Потери холостого хода в трансформаторах (а х б х в)	млн кВт·ч											
а	Норматив потерь	кВт/МВА											
б	Суммарная мощность трансформаторов	МВА											
в	Продолжительность периода	час											
1.2.	Потери в БСК и СТК (а х б)	млн кВт·ч											
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.											
б	Количество	шт.											
1.3.	Потери в шунтирующих реакторах (а х б)	млн кВт·ч											
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.											
б	Количество	шт.											
1.4.	Потери в синхронных компенсаторах (СК)	млн кВт·ч											
1.4.1.	Потери в СК номинальной мощностью ___ Мвар (а х б)												
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.											
б	Количество	шт.											
1.4.2.	Потери в СК номинальной мощностью ___ Мвар (а х б)												
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/шт.											
б	Количество	шт.											
1.4.3.	...												
1.5.	Потери электрической энергии на корону, всего	млн кВт·ч											
1.5.1.	Потери на корону в линиях напряжением ___ кВ (а х б)	млн кВт·ч											
а	Норматив потерь	тыс кВт·ч в год/км											
б	Протяженность линий	км											
1.5.2.	...	млн кВт·ч											
1.6.	Нагрузочные потери, всего												
1.6.1.	Нагрузочные потери в сети ВН, СН1, СН11 (а х б х в)												
а	Норматив потерь												
б	Поправочный коэффициент												
в	Отпуск в сеть ВН, СН1 и СН11												
1.6.2.	Нагрузочные потери в сети НН (а х б)												
а	Норматив потерь												
б	Протяженность линий 0,4 кВ												
2.	Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций												
3.	Потери, обусловленные погрешностями приборов учета												
4.	Итого												

Таблица П1.4

Баланс электрической энергии по сетям ВН, СН1, СН11 и НН, млн кВт·ч

№ п.п.	Показатели	Базовый период					Период регулирования				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Поступление эл. энергии в сеть, ВСЕГО										
1.1.	из смежной сети, всего, в том числе из сети										
	ВН										
	СН1										
	СН11										
1.2.	от электростанций ПЭ (ЭСО)										
1.3.	от других поставщиков (в т. ч. с оптового рынка)										
1.4.	поступление эл. энергии от других организаций										
2.	Потери электроэнергии в сети										
	то же в % (п. 1.1/п. 1.3)										
3.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды										
4.	Полезный отпуск из сети										
4.1.	в т. ч. собственным потребителям ЭСО из них:										
	потребителям, присоединенным к центру питания										
	на генераторном напряжении										
4.2.	потребителям оптового рынка										
4.3.	сальдо переток в другие организации										

Таблица П1.5

Электрическая мощность по диапазонам напряжения ЭСО, МВт

№ п.п.	Показатели	Базовый период					Период регулирования				
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО										
1.1.	из смежной сети										
1.2.	от электростанций ПЭ										
	от других поставщиков (в т. ч. с оптового рынка)										
	от других организаций										
2.	Потери в сети										
	то же в %										
3.	Мощность на производственные и хозяйственные нужды										
4.	Полезный отпуск мощности потребителям										
4.1.	в т. ч. Заявленная (расчетная) мощность собственных потребителей, пользующихся региональными электрическими сетями										
4.2.	Заявленная (расчетная) мощность потребителей оптового рынка										
4.3.	В другие организации										

Таблица П1.6

**Структура полезного отпуска электрической энергии
(мощности) по группам потребителей ЭСО**

№ п.п.	Группа потребителей	Объем полезного отпуска электроэнергии, млн кВт·ч						Заявленная (расчетная) мощность, тыс. кВт						Число часов использования, час	Доля потребления на разных диапазонах напряжений, %					
		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	НН		Всего	ВН	СН1	СН11	НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
	Базовый период																			
1.	Базовые потребители																			
	Потребитель 1																			
	Потребитель 2																			
	...																			
2.	Население																			
3.	Прочие потребители																			
3.1.	в том числе бюджетные потребители																			
4.	Итого																			
	Период регулирования																			
1.	Базовые потребители																			
	Потребитель 1																			
	Потребитель 2																			
	...																			
2.	Население																			
3.	Прочие потребители																			
3.1.	в том числе бюджетные потребители																			
4.	Итого																			

Таблица П1.7

Расчет полезного отпуска тепловой энергии ЭСО (ПЭ), тыс. Гкал

№ п.п.	Вид топлива	Период регулирования															
		Базовый период					всего										
		в том числе					в том числе										
горячая вода	отборный пар	1,2-2,5 кгс/см ²	2,5-7,0 кгс/см ²	7,0-13,0 кгс/см ²	>13 кгс/см ²	острый и редуцированный	горячая вода	отборный пар	1,2-2,5 кгс/см ²	2,5-7,0 кгс/см ²	7,0-13,0 кгс/см ²	>13 кгс/см ²	острый и редуцированный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1.	Отпуск теплотенергии, всего																
	в том числе:																
	- с коллекторов ТЭС																
	- от котельных																
	- от электробойлерных																
2.	Полученная теплотенергия																
	в том числе:																
	...																
3.	Отпуск теплотенергии в сеть ЭСО (п.1 + п.2)																
4.	Потери теплотенергии в сети ЭСО																
	в том числе:																
4.1.	- через изоляцию																
4.2.	- потерями теплоносителя																
4.3.	То же в % к отпуску в сеть																
5.	Полезный отпуск теплотенергии ЭСО (п. 3 - п. 4), всего																

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

Структура полезного отпуска тепловой энергии

№ п.п.	Потребители	Базовый период		Период регулирования	
		Расчетная (присоединенная) тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Энергия, тыс. Гкал	Расчетная (присоединенная) тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Энергия, тыс. Гкал
1	2	3	4	5	6
1.	Всего отпущено потребителям				
	Горячая вода				
	Отборный пар				
	- от 1,2 до 2,5 кгс/кв. см				
	- от 2,5 до 7,0 кгс/кв. см				
	- от 7,0 до 13,0 кгс/кв. см				
	- свыше 13,0 кгс/кв. см				
	Острый и редуцированный				
1.1.	В том числе Бюджетные потребители				
	Горячая вода				
	Отборный пар				
	- от 1,2 до 2,5 кгс/кв. см				
	- от 2,5 до 7,0 кгс/кв. см				
	- от 7,0 до 13,0 кгс/кв. см				
	- свыше 13,0 кгс/кв. см				
	Острый и редуцированный				

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

Таблица П1.9

Расчет расхода топлива по электростанциям (котельным)

№ п.п.	Группа потребителей	Электрическая энергия								Тепловая энергия				Расход условного топлива всего, тыс. тут
		Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Расход электроэнергии на собственные нужды всего, млн кВт·ч	То же в %	в том числе на электро-энергию	То же в %	Отпуск с шин, млн кВт·ч	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	Расход условного топлива, тыс. тут	Собственные (производственные) нужды, кВт·ч/Гкал	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч.	Расход условного топлива, тыс. тут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Базовый период													
1.	ТЭС													
1.1.	...													
2.	Котельная													
2.1.	...													
3.	Всего по ЭСО (ПЭ) в т. ч.													
3.1.	ТЭС													
3.2.	Котельные													
	Период регулирования													
1.	ТЭС													
1.1.	...													
2.	Котельная													
2.1.	...													
3.	Всего по ЭСО (ПЭ) в т. ч.													
3.1.	ТЭС													
3.2.	Котельные													

Таблица П1.10

Расчет баланса топлива

Электро-станция (котельная)	1	Вид топлива	Остаток на начало периода			Приход натурального топлива <*>								Расход натур. топлива			Остаток на конец периода		
			Всего, тыс. т.н.т.	Цена, руб./т.н.т.	Стоимость, тыс. руб.	Всего, т.н.т.	Цена франко станция	Дальность перевозки	Тариф на перевозку	Норматив потерь при перевозке	Цена франко станция назначения, руб./т.н.т.	Стоимость, тыс. руб.	Всего, т.н.т.	Цена, руб./т.н.т.	Стоимость, тыс. руб.	Всего, тыс. т.н.т.	Цена, руб./т.н.т.	Стоимость, тыс. руб.	
	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Базовый период																			
ТЭС 1		Уголь ...																	
		Уголь ...																	
		Мазут																	
		Торф																	
		Прочие																	
		...																	
		...																	
и т. д.																			
Всего ЭСО (ПЭ)		Уголь ...																	
		Уголь ...																	
		Мазут																	
		Торф																	
		Прочие																	
		...																	
		...																	
Период регулирования																			
ТЭС 1		Уголь ...																	
		Уголь ...																	
		Мазут																	
		Торф																	
		Прочие																	
		...																	
		...																	
и т. д.																			
Всего ЭСО (ПЭ)		Уголь ...																	
		Уголь ...																	
		Мазут																	
		Торф																	
		Прочие																	

<*> К таблице прилагается расшифровка по поставщикам топлива с указанием объемов поставок и согласованных (договорных) цен.

Таблица П1.11

Расчет затрат на топливо для выработки электрической и тепловой энергии

Электро-станция (котельная)	Вид топлива	Расход топлива						Переводной коэффициент	Цена топлива		Стоимость топлива			
		Всего, тыс. т/ут	Электроэнергия, тыс. т/ут	Теплоэнергия, тыс. т/ут	Всего, тыс. тнт (млн м ³)	Электроэнергия, тыс. тнт (млн м ³)	Теплоэнергия, тыс. тнт (млн м ³)		руб./тнт	руб./тнт	Всего, тыс. руб.	Электроэнергия, тыс. руб.	Теплоэнергия, тыс. руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Базовый период														
ТЭС 1	Газ													
	Мазут													
	Уголь													
	Торф													
	Прочие													
	...													
и т. д.														
Всего ЭСО (ПЭ)	Газ													
	Мазут													
	Уголь													
	Торф													
	Прочие													
Период регулирования														
ТЭС 1	Газ													
	Мазут													
	Уголь													
	Торф													
	Прочие													
	...													
и т. д.														
Всего ЭСО (ПЭ)	Газ													
	Мазут													
	Уголь													
	Торф													
Прочие														

**Расчет стоимости покупной энергии
на технологические цели**

№ п.п.	Наименование поставщика	Объем покупной энергии, млн кВт·ч (тыс. Гкал)	Расчетная мощность, тыс. кВт (Гкал/ч)	Тариф			Затраты на покупку, тыс. руб.		
				Одноставочный, руб./т. кВт·ч (руб./Гкал)	Двухставочный		энергии	мощности	всего
					Ставка за мощность, руб./кВт (тыс. руб./Гкал/ч)	Ставка за энергию, руб./т. кВт·ч (руб./Гкал)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Базовый период								
	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	оптовый рынок								
1.2.	поставщик 1								
1.3.	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	поставщик 1								
1.2.	поставщик 2								
1.3.	...								
...									
3.	Итого								
	Период регулирования								
	Электроэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	оптовый рынок								
1.2.	поставщик 1								
1.3.	...								
...									
	Теплоэнергия								
1.	Всего								
	в том числе								
1.1.	поставщик 1								
1.2.	поставщик 2								
1.3.	...								
...									
3.	Итого								

Примечание. При покупке электрической энергии по зонным тарифам столбцы 3, 5 и 10 заполняются по конкретному поставщику по периодам:

– пик, полупик, ночь.

При использовании одноставочного тарифа столбцы 4, 6, 7, 8 и 9 не заполняются.

Таблица П1.13

**Расчет суммы платы на услуги
по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы
оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии
по единой национальной (общероссийской) электрической сети**

№ п.п.	Наименование показателей	Объем электроэнергии, млн кВт·ч	Размер платы за услуги, руб./тыс. кВт·ч	Сумма платы за услуги, тыс. руб.
1	2	3	4	5
	Базовый период			
	Период регулирования			

Таблица П1.14

**Расчет суммы платы за пользование
водными объектами предприятиями гидроэнергетики
(водный налог)**

№ п.п.	Наименование показателей	Объем электроэнергии, млн кВт·ч	Размер платы за услуги, руб./тыс. кВт·ч	Сумма платы за услуги, тыс. руб.
1	2	3	4	5
	Базовый период			
1.	ГЭС ПЭ (энергоснабжающей организации)			
	Период регулирования			
2.	ГЭС ПЭ (энергоснабжающей организации)			

Смета расходов <*>

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Сырье, основные материалы		
2.	Вспомогательные материалы		
	из них на ремонт		
3.	Работы и услуги производственного характера		
	из них на ремонт		
4.	Топливо на технологические цели		
5.	Энергия		
5.1.	Энергия на технологические цели (покупная энергия таблица П1.12)		
5.2.	Энергия на хозяйственные нужды		
6.	Затраты на оплату труда		
	из них на ремонт		
7.	Отчисления на социальные нужды		
	из них на ремонт		
8.	Амортизация основных средств		
9.	Прочие затраты всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)		
9.4.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		
9.5.	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)		
9.6.	Водный налог (ГЭС)		
9.7.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)		
9.7.1.	Налог на землю		
9.7.2.	Налог на пользователей автодорог		
9.8.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего		
	в т. ч.		
9.8.1.	Арендная плата		
10.	Итого расходов		
	из них на ремонт		
11.	Недополученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)		
	в том числе		
13.1.	- электрическая энергия		
13.1.1.	производство электроэнергии		
13.1.2.	покупная электроэнергия		
13.1.3.	передача электроэнергии		
13.2.	- тепловая энергия		
13.2.1.	производство теплоэнергии		
13.2.2.	покупная теплоэнергия		
13.2.3.	передача теплоэнергии		
13.3.	- прочая продукция		

<*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, передаче тепловой энергии.

Расчет расходов на оплату труда <*>

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Численность			
	Численность ППП	чел.		
2.	Средняя оплата труда			
2.1.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.		
2.2.	Дефлятор по заработной плате			
2.3.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.		
2.4.	Средняя ступень оплаты			
2.5.	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.		
2.6.	Среднемесячная тарифная ставка ППП	- " -		
2.7.	Выплаты, связанные с режимом работы с условиями труда 1 работника			
2.7.1.	процент выплаты	%		
2.7.2.	сумма выплат	руб.		
2.8.	Текущее премирование			
2.8.1.	процент выплаты	%		
2.8.2.	сумма выплат	руб.		
2.9.	Вознаграждение за выслугу лет			
2.9.1.	процент выплаты	%		
2.9.2.	сумма выплат	руб.		
2.10.	Выплаты по итогам года			
2.10.1.	процент выплаты	%		
2.10.2.	сумма выплат	руб.		
2.11.	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки			
2.11.1.	процент выплаты	%		
2.11.2.	сумма выплат	руб.		
2.12.	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
3.	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)			
3.1.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
3.2.	По Постановлению от 03.11.94 № 1206	- " -		
3.3.	Итого средства на оплату труда ППП	- " -		
4.	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)			
4.1.	Численность, принятая для расчета (базовый период – фактическая)	чел.		
4.2.	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
4.3.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
4.4.	По Постановлению от 03.11.94 № 1206	тыс. руб.		
4.5.	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.		
5.	Расчет по денежным выплатам			
5.1.	Численность всего, принятая для расчета (базовый период – фактическая)	чел.		
5.2.	Денежные выплаты на 1 работника	руб.		
5.3.	Итого по денежным выплатам	тыс.		
6.	Итого средства на потребление	тыс.		
7.	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.		

<*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, передаче тепловой энергии.

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений
на восстановление основных производственных фондов, тыс. руб. <*>**

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования		
2.	Ввод основных производственных фондов		
3.	Выбытие основных производственных фондов		
4.	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов		
5.	Средняя норма амортизации		
6.	Сумма амортизационных отчислений		

<*> Заполняется в целом и отдельно по: производству электрической энергии, производству тепловой энергии, передаче электрической энергии, по передаче тепловой энергии.

Примечание. При заполнении таблицы по передаче электрической энергии справочно указывается первоначальная стоимость основных фондов по уровням напряжения (ВН, СН1, СН11, НН).

Таблица П1.17.1

**Расчет среднегодовой стоимости
основных производственных фондов по линиям электропередач и подстанциям**

	Стоимость на начало регулируемого периода	Ввод основных производственных фондов	Выбытие основных производственных фондов	Стоимость на конец регулируемого периода	Средне-годовая стоимость	Амортизация
1. Линии электропередач						
ВЛЭП						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
КЛЭП						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
2. Подстанции						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						
Всего (стр. 1 + стр. 2)						
ВН						
СН1						
СН11						
НН						

**Калькуляция расходов, связанных с производством
и передачей электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		
9.5.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
9.6.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.7.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.7.1.	Арендная плата		
10.	Водный налог (ГЭС)		
11.	Покупная электроэнергия		
11.1.	Относимая на условно-постоянные расходы		
11.2.	Относимая на переменные расходы		
12.	Недополученный по независящим причинам доход		
13.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
14.	Итого производственные расходы		
15.	Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт·ч		
16.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- водный налог		
	- покупная электроэнергия		
17.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
17.1.	По источникам энергии		
17.2.	По сетям		
17.3.	Сумма общехозяйственных расходов		

**Калькуляция расходов, связанных с производством
электрической энергии ЭСО (ПЭ), тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд		
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.6.1.	Арендная плата		
10.	Водный налог (ГЭС)		
11.	Недополученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Итого производственные расходы		
14.	Отпуск электроэнергии с шин, млн кВт·ч		
15.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- водный налог		
16.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
16.1.	Сумма общехозяйственных расходов		

Калькуляция расходов, связанных с передачей электрической энергии, тыс. руб.

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Основная оплата труда производственных рабочих				
2.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
3.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
4.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
4.1.	амортизация производственного оборудования				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
4.2.	отчисления в ремонтный фонд				
4.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
5.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
6.	Цеховые расходы				
7.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
7.1.	Целевые средства на НИОКР				
7.2.	Средства на страхование				
7.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
7.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
7.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
7.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
7.6.1.	Арендная плата				
8.	Недополученный по независящим причинам доход				
9.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
10.	Итого производственные расходы, в том числе:				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
11.	Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт·ч				
12.	Удельные расходы, руб./тыс. кВт·ч				
13.	Условно-постоянные затраты, в том числе:				
13.1.	Сумма общехозяйственных расходов				
14.	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети				

**Калькуляция расходов, связанных с производством
и передачей тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Топливо на технологические цели		
2.	Вода на технологические цели		
3.	Основная оплата труда производственных рабочих		
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих		
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих		
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:		
6.1.	амортизация производственного оборудования		
6.2.	отчисления в ремонтный фонд		
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования		
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)		
8.	Цеховые расходы		
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:		
9.1.	Целевые средства на НИОКР		
9.2.	Средства на страхование		
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ		
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования		
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:		
	- налог на землю		
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:		
9.6.1.	Арендная плата		
10.	Покупная энергия		
10.1.	Относимая на условно-постоянные расходы		
10.2.	Относимая на переменные расходы		
11.	Неполученный по независящим причинам доход		
12.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования		
13.	Итого производственные расходы		
14.	Полезный отпуск теплоты, тыс. Гкал		
15.	Удельные расходы, руб./Гкал, из них:		
	переменная составляющая		
	в том числе:		
	- топливная составляющая		
	- покупная теплоты		
16.	Условно-постоянные расходы, в том числе:		
16.1.	По источникам энергии		
16.2.	По сетям		
16.3.	Сумма общехозяйственных расходов		

**Калькуляция расходов,
связанных с производством тепловой энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Топливо на технологические цели, всего:				
2.	Вода на технологические цели				
3.	Основная оплата труда производственных рабочих				
4.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
5.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
6.1.	амортизация производственного оборудования				
6.2.	отчисления в ремонтный фонд				
6.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
7.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
8.	Цеховые расходы				
9.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
9.1.	Целевые средства на НИОКР				
9.2.	Средства на страхование				
9.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
9.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
9.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
9.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
9.6.1.	Арендная плата				
10.	Неполученный по независящим причинам доход				
11.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
12.	Итого производственные расходы				
13.	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, тыс. Гкал				
14.	Удельные расходы, руб./Гкал, в том числе:				
	- топливная составляющая				
15.	Условно-постоянные расходы, в том числе:				
15.1.	Сумма общехозяйственных расходов				

Калькуляция расходов, по передаче тепловой энергии, тыс. руб.

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них расходы на сбыт	всего	из них расходы на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего: в том числе:				
1.1.	- затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)				
1.2.	- потерь тепловой энергии				
1.3.	- затрат электроэнергии				
2.	Основная оплата труда производственных рабочих				
3.	Дополнительная оплата труда производственных рабочих				
4.	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих				
5.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:				
5.1.	амортизация производственного оборудования				
5.2.	отчисления в ремонтный фонд				
5.3.	другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				
6.	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)				
7.	Цеховые расходы				
8.	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:				
8.1.	Целевые средства на НИОКР				
8.2.	Средства на страхование				
8.3.	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ				
8.4.	Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования				
8.5.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), всего, в том числе:				
	- налог на землю				
	- налог на пользователей автодорог				
8.6.	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:				
8.6.1.	Арендная плата				
9.	Недополученный по независящим причинам доход				
10.	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
11.	Итого производственные расходы				
12.	Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал				
13.	Удельные расходы, руб./Гкал				
14.	Условно-постоянные расходы, в том числе:				
14.1.	Сумма общехозяйственных расходов				

Таблица П1.20

Расчет источников финансирования капитальных вложений, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений - всего, в том числе:		
	- на производственное и научно-техническое развитие		
	- на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений из средств - всего		
2.1.	Амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов (100%)		
2.2.	Неиспользованных средств на начало года		
2.3.	Федерального бюджета		
2.4.	Местного бюджета		
2.5.	Регионального (республиканского, краевого, областного) бюджета		
2.6.	Прочих		
2.7.	Средства, полученные от реализации ценных бумаг		
2.8.	Кредитные средства		
2.9.	Итого по пп. 2.1 – 2.8		
2.10.	Прибыль (п. 1 – п. 2.9):		
	- отнесенная на производство электрической энергии		
	- отнесенная на передачу электрической энергии		
	- отнесенная на производство тепловой энергии		
	- отнесенная на передачу тепловой энергии		

Таблица П1.20.1

**Справка о финансировании и освоении
капитальных вложений по источникам электроэнергии
(производство электроэнергии), тыс. руб.**

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регулиру- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.2

Справка
о финансировании и освоении капитальных вложений по источникам
тепловой энергии (производство тепловой энергии), тыс. руб.

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.3

Справка
о финансировании и освоении капитальных вложений
в электросетевое строительство (передача электроэнергии), тыс. руб.

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица П1.20.4

Справка
о финансировании и освоении капитальных вложений
в теплосетевое строительство (передача тепловой энергии), тыс. руб.

Наименование строек	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финанси- рования	План на период регули- рования	Источник финанси- рования
		Освоено фактически	Профинан- сировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		
8.1.	За счет реализации электрической энергии		
8.1.1.	- производство электрической энергии		
8.1.2.	- передача электрической энергии		
8.2.	За счет реализации тепловой энергии		
8.2.1.	- производство тепловой энергии		
8.2.2.	- передача тепловой энергии		

Таблица П1.21.1

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на производство электрической энергии, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		

Таблица П1.21.2

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на производство тепловой энергии, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи - всего, в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции		

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении
тарифов на передачу электрической энергии, тыс. руб.**

№ п.п.	Калькуляционные статьи затрат	Базовый период		Период регулирования	
		всего	из них на сбыт	всего	из них на сбыт
1	2	3	4	5	6
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:				
	- капитальные вложения				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:				
	- капитальные вложения				
3.	Прибыль на поощрение				
4.	Дивиденды по акциям				
5.	Прибыль на прочие цели				
	- % за пользование кредитом				
	- услуги банка				
	- другие (с расшифровкой)				
6.	Прибыль, облагаемая налогом				
7.	Налоги, сборы, платежи				
	- всего				
	в том числе:				
	- на прибыль				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
	- на имущество				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				
	- плата за выбросы загрязняющих веществ				
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)				
8.	Прибыль от товарной продукции, в том числе:				
	ВН				
	СН1				
	СН11				
	НН				

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу тепловой энергии, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения		
2.	Прибыль на социальное развитие, в том числе:		
	- капитальные вложения		
3.	Прибыль на поощрение		
4.	Дивиденды по акциям		
5.	Прибыль на прочие цели		
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка		
	- другие (с расшифровкой)		
6.	Прибыль, облагаемая налогом		
7.	Налоги, сборы, платежи		
	- всего,		
	в том числе:		
	- на прибыль		
	- на имущество		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8.	Прибыль от товарной продукции, в том числе		
8.1.	отнесенная на сбытовую деятельность		

**Расчет
экономически обоснованного тарифа продажи ЭСО (ПЭ)**

№ п.п.	Показатели	Ед. изм.	Электро-энергия	Базовый период				Всего
				Система централизованного тепло-снабжения N...	Система централизованного тепло-снабжения N...	Система централизованного тепло-снабжения N...	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Условно-переменные расходы	тыс. руб.						
1.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
1.2.	С оптового рынка							
1.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
2.	Условно-постоянные расходы	тыс. руб.						
2.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
2.2.	С оптового рынка							
2.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
3.	Расходы всего (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.						
3.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
3.2.	С оптового рынка							
3.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
4.	Прибыль	тыс. руб.						
	...							
5.	Рентабельность (п. 4 / п. 3 * 100%)	%						
5.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
5.2.	С оптового рынка							
5.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
6.	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.						
6.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							

Таблица П1.22 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6.2.	С оптового рынка							
6.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
7.	Установленная мощность, тыс. кВт	тыс. кВт (Гкал/ч)						
7.1.	Электростанции ЭСО - всего							
	в т. ч. по источникам							
7.2.	С оптового рынка							
7.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
8.	Отпуск энергии	млн. кВт.ч						
8.1.	Электростанции ЭСО - всего	(тыс.Гкал)						
	в т. ч. по источникам							
8.2.	С оптового рынка							
8.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам							
	...							
9.	Средний одноставочный тариф продажи Тгк(ср)	руб./ тыс. кВт.ч						
9.1.	Электростанции ЭСО - всего	(руб./Гкал)						
	в т. ч. по источникам							
9.2.	С оптового рынка							
9.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							
10.	Ставка за мощность	руб./тыс.						
10.1.	Электростанции ЭСО - всего	кВт						
	в т. ч. по источникам	(руб./Гкал)						
10.2.	С оптового рынка	час)						
10.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							
11.	Ставка за энергию	руб./тыс.						
11.1.	Электростанции ЭСО - всего	кВт.ч						
	в т. ч. по источникам	(руб./Гкал)						
11.2.	С оптового рынка							
11.3.	ПЭ1 - всего							
	в т. ч. по источникам (расчетный)							
	...							

**Расчет экономически обоснованного тарифа
покупки электроэнергии потребителями**

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Полезный отпуск электрической энергии потребителям, всего	млн кВт·ч		
	в т. ч.			
1.1.	Потребителям группы 1	млн кВт·ч		
1.1.1.	в том числе по базовой части тарифа (п. 1.1 x п. 3)	млн кВт·ч		
1.2.	Потребителям групп 2 – 3	млн кВт·ч		
2.	Заявленная (расчетная) мощность потребителей, всего	МВт мес.		
	в т. ч.			
2.1.	Потребителям группы 1	МВт мес.		
2.1.1.	в том числе по базовой части тарифа (п. 2.1 x п. 3)	МВт мес.		
2.2.	Потребителям групп 2 – 3	МВт мес.		
3.	Доля полезного отпуска потребителей группы 1 в общем полезном отпуске потребителям, $K1 = \text{п. 1.1} / \text{п. 1}$	—		
4.	Базовая часть тарифа группы 1 (п. 4.1 x п. 1.1.1 + п. 4.2 x п. 2.1.1 x M) / п. 1.1.1	руб./МВт·ч		
4.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
4.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		
5.	Оставшаяся часть тарифа группы 1 (п. 5.1 x (п. 1.1 – п. 1.1.1) + п. 5.2 x (п. 2.1 – п. 2.1.1) x M) / (п. 1.1 – п. 1.1.1)	руб./МВт·ч		
5.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
5.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		
6.	Тариф покупки электроэнергии потребителями группы 1	руб./МВт·ч		
6.1.	ставка на энергию (п. 4.1 x п. 1.1.1 + п. 5.1 x (п. 1.1 – п. 1.1.1)) / п. 1.1	руб./МВт·ч		
6.2.	ставка на мощность (п. 4.2 x п. 2.1.1 + п. 5.2 x (п. 2.1 – п. 2.1.1)) / п. 2.1	руб./МВт·ч		
7.	Тариф покупки электроэнергии потребителями групп 2 – 3 (п. 1.2 x п. 7.1 + п. 2.2 x п. 7.2) / п.1.2	руб./МВт·ч		
7.1.	ставка на энергию	руб./МВт·ч		
7.2.	ставка на мощность	руб./МВт·ч		

**Расчет платы за услуги
по содержанию электрических сетей**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период		Период регулирования	
			всего	из них на сбыт	всего	из них на сбыт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расходы, отнесенные на передачу электрической энергии (п. 11 табл. П.1.18.2)	тыс. руб.				
1.1.	ВН					
1.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
1.3.	НН					
2.	Прибыль, отнесенная на передачу электрической энергии (п. 8 табл. П 1.21.3)	тыс. руб.				
2.1.	ВН					
2.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
2.3.	НН					
3.	Рентабельность (п. 2 / п. 1 * 100%)	%				
4.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.				
4.1.	ВН					
4.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
4.3.	НН					
5.	Плата за услуги на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения в расчете на 1 МВт согласно формулам (31) – (33)	руб./МВт мес.				
5.1.	ВН					
5.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
5.3.	НН					
6.	Плата за услуги на содержание электрических сетей по диапазонам напряжения в расчете на 1 МВтч согласно формулам (34) – (36)	руб./МВтч				
6.1.	ВН					
6.2.	СН					
	в т. ч. СН1					
	СН11					
6.3.	НН					

Расчет платы за услуги по передаче тепловой энергии

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Водяные тепловые сети		Паровые тепловые сети		Всего по ЭСО (теплосетевой организации)	
			Базовый период	Период регулирования	Базовый период	Период регулирования	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Затраты, отнесенные на передачу тепловой энергии (п. 11 табл. П1.19.2.), в т. ч.	тыс. руб.						
	1.1. Вода на технологические цели: - всего	тыс. руб.						
	- в т.ч. на компенсацию потерь сетевой воды	тыс. руб.						
	1.2. Покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды: всего, в т. ч.	тыс. руб.						
	- на компенсацию потерь тепловой энергии	тыс. руб.						
	- на компенсацию затрат электроэнергии	тыс. руб.						
2.	Прибыль, отнесенная на передачу тепловой энергии (п. 8 табл. П.1.21.4)	тыс. руб.						
3.	Рентабельность (п. 2 / п. 1 * 100%)	%						
4.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу тепловой энергии (п. 1 + п. 2)	тыс. руб.						
5.	Расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка) по договорам	Гкал/ч						
6.	Плата за услуги по передаче тепловой энергии согласно формуле (44)	тыс. руб. Гкал/ч						

Примечание: заполняется всего и отдельно по каждой СЦТ.

**Расчет ставки по оплате
технологического расхода (потерь) электрической
энергии на ее передачу по сетям**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Средневзвешенный тариф на электрическую энергию	руб./МВт·ч		
2.	Отпуск электрической энергии в сеть с учетом величины сальдо-перетока электроэнергии	млн кВт·ч		
2.1.	ВН			
2.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
2.3.	НН			
3.	Потери электрической энергии	%		
3.1.	ВН			
3.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
3.3.	НН			
4.	Полезный отпуск электрической энергии	млн кВт·ч		
4.1.	ВН			
4.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
4.3.	НН			
5.	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.		
5.1.	ВН			
5.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
5.3.	НН			
6.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по сетям	руб./МВт·ч		
6.1.	ВН			
6.2.	СН			
	в т. ч. СН1			
	СН11			
6.3.	НН			

**Расчет дифференцированных по времени суток
ставок платы за электрическую энергию**

№ п.п.	Наименование	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Полезный отпуск электроэнергии ПЭ (энергоснабжающей организации), всего, в т. ч.:	млн кВт·ч		
1.1.	- в период ночных провалов графика нагрузки;			
1.2.	- в часы максимальных (пиковых) нагрузок;	млн кВт·ч		
1.3.	- в остальное время суток (полупик).	млн кВт·ч		
4.	Условно-переменные расходы электроэнергии, отпущенной ПЭ (энергоснабжающей организацией) в период ночных провалов графика нагрузки	тыс. руб.		
5.	Средний одноставочный тариф на электроэнергию по ПЭ (энергоснабжающей организации)	руб./тыс. кВт·ч		
6.	Тарифная ставка за электроэнергию в ночной зоне – тариф ночь (п. 4 / п. 1.1)	руб./тыс. кВт·ч		
7.	Тарифная ставка за электроэнергию в полупиковой зоне – тариф полупик (п. 5 / п. 1.3)	руб./тыс. кВт·ч		
8.	Тарифная ставка за электроэнергию в пиковой зоне - тариф пик ((п. 5 х п. 1 - п. 6 х п. 1.1 - п. 7 х п. 1.3) / п. 1.2)	руб./тыс. кВт·ч		

Таблица П1.27

Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) по группам потребителей

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Базовые потребители						В том числе Потребитель 1						Население					
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч																		
2.	Заявленная мощность	МВт																		
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч																		
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.																		
3.2.	Ставка за энергию	руб./МВт·ч																		
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч																		
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч																		
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.																		
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч																		
4.2.	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.																		
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч																		
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.																		
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч																		
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	Тыс. руб.																		
6.1.	в том числе - за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1 - за услуги п. 4 х п. 1	Тыс. руб.																		
6.2.	То же п. 6	Тыс. руб.																		
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	Тыс. руб.																		
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	Тыс. руб.																		

Продолжение Таблицы П1.27

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Прочие						В том числе бюджетные потребители						Всего собственным потребителям					
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч																		
2.	Заявленная мощность	МВт																		
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч																		
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.																		
3.2.	Ставка за энергию	руб./МВт·ч																		
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч																		
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч																		
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.																		
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч																		
4.2.	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.																		
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч																		
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.																		
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч																		
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	Тыс. руб.																		
6.1.	в том числе	Тыс. руб.																		
	- за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1	Тыс. руб.																		
6.2.	- за услуги п. 4 х п. 1	Тыс. руб.																		
	То же п. 6																			
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	Тыс. руб.																		
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	Тыс. руб.																		

Продолжение Таблицы П1.27

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	Потребителям по прямым договорам (субъектам оптового рынка)						Всего			
			Всего	ВН	СН1	СН11	НН	Всего	ВН	СН1	СН11	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Объем полезного отпуска	млн кВт·ч										
2.	Заявленная мощность	МВт										
3.	Тариф на покупку электрической энергии	руб./МВт·ч	-	-	-	-	-					
3.1.	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.	-	-	-	-	-					
3.2.	Ставка за энергию	руб./МВт·ч	-	-	-	-	-					
4.	Стоимость единицы услуг	руб./МВт·ч										
4.1.	Плата за услуги по передаче электрической энергии	руб./МВт·ч										
4.1.1.	Ставка на содержание электросетей	руб./МВт. мес.										
4.1.2.	Ставка по оплате потерь	руб./МВт·ч										
4.2.	Плата за иные услуги	руб./МВт. мес.	-	-	-	-	-					
5.	Средний одноставочный тариф п. 3 + п. 4	руб./МВт·ч										
5.1.	Плата за мощность п. 3.1 + п. 4.1.1 + п. 4.2	руб./МВт. мес.										
5.2.	Плата за энергию п. 3.2 + п. 4.1.2	руб./МВт·ч										
6.	Товарная продукция, всего п. 5 х п. 1	тыс. руб.										
6.1.	в том числе - за электроэнергию (мощность) п. 3 х п. 1 - за услуги п. 4 х п. 1	тыс. руб.	-	-	-	-	-					
6.2.	То же п. 6	тыс. руб.										
6.1.	- за мощность п. 5.1 х п. 2 х М	тыс. руб.										
6.2.	- за электрическую энергию п. 5.2 х п. 1	тыс. руб.										

Таблица П1.28

**Расчет одноставочных экономически обоснованных тарифов
на тепловую энергию по СЦТ (ЭСО)**

1	2	3	4	5	6	7
	Потребители	Энергия, тыс. Гкал	Ставка за мощность, тыс. руб./Гкал/ч	Ставка за энергию, руб./Гкал	Одноставочный тариф, руб./Гкал	Сумма реализации, тыс. руб.
1.	Потребитель, получающий тепловую энергию непосредственно с коллекторов ТЭЦ и котельных - горячая вода - пар от 1,2 до 2,5 кгс/см ² - пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ² - пар от 7,0 до 13,0 кгс/см ² - пар свыше 13,0 кгс/см ² - острый и редуцированный пар					

Таблица П1.28.1

**Расчет ставок платы за тепловую мощность
для потребителей пара и горячей воды по СЦТ (ЭСО)**

1	2	3	4	5
		Единицы измерения	Базовый период	Период регуляр.
1.	Общая составляющая постоянных расходов и прибыли энергоснабжающей организации	тыс. руб.		
2.	Средняя за период регулирования тепловая нагрузка (в виде пара и горячей воды) всех потребителей	Гкал/ч		
3.	Общая ставка платы за тепловую мощность	руб./Гкал/ч		

Таблица П1.28.2

**Расчет дифференцированных ставок
за тепловую энергию для потребителей
пара различных параметров и горячей воды по СЦТ (ЭСО)**

1	2	3	4	5
		Единицы измерения	Базовый период	Период регуляр.
1.	Приведенный удельный расход топлива на 1 Гкал теплоэнергии, отпущенной с коллекторов ТЭС	кг/Гкал		
2.	Тарифные ставки за энергию для потребителей пара	руб./Гкал		
	- отборный пар от 1,2 до 2,5 кгс/см ²	руб./Гкал		
	- отборный пар от 2,5 до 7,0 кгс/см ²	руб./Гкал		
	- отборный пар от 7,0 до 13,0 кгс/см ²	руб./Гкал		
	- отборный пар свыше 13,0 кгс/см ²	руб./Гкал		
	- острый и редуцированный пар	руб./Гкал		
3.	Тарифная ставка за энергию для потребителей горячей воды с коллекторов ТЭС	руб./Гкал		
4.	Удельный расход топлива на 1 Гкал теплоэнергии, отпущенной в виде горячей воды	кг/Гкал		
5.	Тарифные ставки за энергию для потребителей горячей воды	руб./Гкал		

Таблица П1.28.3

Расчет экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию (мощность) по группам потребителей

№ п.п.	Группа потребителей	Ед. изм.	всего	Всего по потребителям						В том числе бюджетные потребители							
				горячая вода	отборный пар	в том числе			горячая вода	отборный пар	в том числе						
						1,2-2,5 кгс/см ²	2,5-7,0 кгс/см ²	7,0-13,0 кгс/см ²			1,2-2,5 кгс/см ²	2,5-7,0 кгс/см ²	7,0-13,0 кгс/см ²	>13 кгс/см ²			
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
1.	Объем полезного отпуска	Тыс. Гкал															
2.	Расчетная (присоединенная) тепловая мощность (нагрузка)	Гкал/ч															
3.	Тариф на покупку тепловой энергии	руб./Гкал															
3.1.	Ставка за мощность	Тыс. руб./Гкал/ч															
3.2.	Ставка за энергию	руб./Гкал															
4.	Средний одноставочный тариф	руб./Гкал															
5.	Плата за услуги по передаче тепловой энергии	Тыс. руб./Гкал/ч															
6.	Товарная продукция всего п. 5 х п. 1 в том числе	Тыс. руб.															
6.1.	- за тепловую энергию п. 3 х п. 1	Тыс. руб.															
6.2.	- за услуги п. 4 х п. 1	Тыс. руб.															

Таблица П1.29

Укрупненная структура тарифа на электрическую энергию для потребителей

№ п.п.	Показатель	Единицы измерения	Стоимость покупки единицы электроэнергии	Стоимость услуг, всего	Стоимость услуг по передаче	Диапазоны напряжения					Зонные тарифы		
						ВН	СН1	СН11	НН	Ночная зона	Полупиковая зона	Пиковая зона	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	Базовые потребители												
1.1.	Потребитель 1												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
1.2.	Потребитель 2												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
1.3.	...												
2.	Население												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
3.	Прочие потребители												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											
3.1.	В том числе бюджетные потребители												
	Одноставочный тариф	руб./тыс.кВт·ч											
	Двухставочный тариф												
	Ставка за мощность	руб./МВт. мес.											
	Ставка за энергию	руб./тыс.кВт·ч											

**СИСТЕМА УСЛОВНЫХ ЕДИНИЦ
ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕЙ СУММЫ
ТАРИФНОЙ ВЫРУЧКИ ПО КЛАССАМ НАПРЯЖЕНИЯ**

Таблица П2.1

**Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и
кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от
протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор**

1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100	
ВЛЭП	1150	–	металл	800			
	750	1	металл	600			
	400-500	1	металл	400			
			ж/бетон	300			
	330	1	металл	230			
			ж/бетон	170			
		2	металл	290			
			ж/бетон	210			
	220	1	дерево	260			
			металл	210			
		2	ж/бетон	140			
			металл	270			
	110-150	1	ж/бетон	180			
			металл	160			
		2	ж/бетон	130			
			металл	190			
КЛЭП	220	–	–	3000			
	110	–	–	2300			
<i>ВН, всего</i>							
ВЛЭП	35	1	дерево	170			
			металл	140			
			ж/бетон	120			
	1-20	–	2	металл	180		
			ж/бетон	150			
			дерево	160			
КЛЭП	20-35	–	дерево на ж/б пасынках	140			
			ж/бетон, металл	110			
			–	470			
КЛЭП	3-10	–	–	350			

Таблица П2.1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100
СН, всего						
ВЛЭП	0,4 кВ	–	дерево	260		
			дерево на ж/б пасынках	220		
			ж/бетон, металл	150		
КЛЭП	до 1 кВ	–	–	270		
НН, всего						

Примечания:

- При расчете условных единиц протяженность ВЛЭП-0,4 кВ от линии до ввода в здании не учитывается.
- Условные единицы по ВЛЭП-0,4 кВ учитывают трудозатраты на обслуживание и ремонт:
 - а) воздушных линий в здании и
 - б) линий с совместной подвеской проводов.
- Условные единицы по ВЛЭП 0,4-20 кВ учитывают трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,4-20 кВ.
- Кабельные вводы учтены в условных единицах КЛЭП напряжением до 1 кВ.

Таблица П2.2

**Объем подстанций 35-1150 кВ,
трансформаторных подстанций (ТП), комплексных
трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных
пунктов (РП) 0,4-20 кВ в условных единицах**

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения у/ед. изм.	Количество единиц измерения, ед. изм.	Объем условных единиц, у
1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6
1.	Подстанция	П/ст	1150	1000		
			750	600		
			400 – 500	500		
			330	250		
			220	210		
			110 – 150	105		
			35	75		
2.	Силовой трансформатор, или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60		
			750	43		
			400 – 500	28		
			330	18		
			220	14		
			110 – 150	7,8		
			35	2,1		
3.	Воздушный выключатель	3 фазы	1150	180		
			750	130		
			400 – 500	88		
			330	66		
			220	43		
			110 – 150	26		
			35	11		
1 – 20	5,5					

Таблица П2.2 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6
4.	Масляный выключатель	- " -	220	23		
			110 – 150	14		
			35	6,4		
			1 – 20	3,1		
5.	Отделитель с короткозамыкателем	Единица оборудования	400 – 500	35		
			330	24		
			220	19		
			110 – 150	9,5		
			35	4,7		
6.	Выключатель нагрузки	- " -	1 – 20	2,3		
7.	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	- " -	1 – 20	26		
8.	То же, 50 Мвар и более	- " -	1 – 20	48		
9.	Статические конденсаторы	100 конд.	35	2,4		
			1 – 20	2,4		
10.	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 – 20	2,5		
11.	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 – 20	2,3		
12.	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 – 20	3		
13.	Однотрансформаторная подстанция 34/0,4 кВ	п/ст	35	3,5		
14.	Итого		ВН	–	–	
			СН	–	–	
			НН	–	–	

Примечание: в п. 1 учтены трудозатраты оперативного персонала подстанций напряжением 35 – 1150 кВ.

Условные единицы по п.п. 2 – 9 учитывают трудозатраты по обслуживанию и ремонту оборудования, не включенного в номенклатуру условных единиц (трансформаторы напряжения, аккумуляторные батареи, сборные шины и т. д.), резервного оборудования.

Условные единицы по п. 2 «Силовые трансформаторы 1 – 20 кВ» определяются только для трансформаторов, используемых для собственных нужд подстанций 35 – 1150 кВ.

По п.п. 3 – 6 учтены дополнительные трудозатраты на обслуживание и ремонт устройств релейной защиты и автоматики, а для воздушных выключателей (п. 3) – дополнительно трудозатраты по обслуживанию и ремонту компрессорных установок.

Значение условных единиц п.п. 4 и 6 «Масляные выключатели 1 – 20 кВ» и «Выключатели нагрузки 1 – 20 кВ» относятся к коммутационным аппаратам, установленным в распределительных устройствах 1 – 20 кВ подстанций 35 – 1150 кВ, ТП, КТП и РП 1 – 20 кВ, а также к секционирующим коммутационным аппаратам на линиях 1 – 20 кВ.

Объем РП 1 – 20 кВ в условных единицах определяется по количеству установленных масляных выключателей (п. 4) и выключателей нагрузки (п. 6). При установке в РП трансформаторов 1 – 20/0,4 кВ дополнительные объемы обслуживания определяются по п. 11 или 12.

По п.п. 10 – 12 дополнительно учтены трудозатраты оперативного персонала распределительных сетей 0,4 – 20 кВ.

По п.п. 1, 2 условные единицы относятся на уровень напряжения, соответствующий первичному напряжению.

Условные единицы электрооборудования понизительных подстанций относятся на уровень высшего напряжения подстанций.

**РАЗДЕЛЬНЫЙ УЧЕТ В $HBB_{ВН}$ РАСХОДОВ
НА СОДЕРЖАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА,
ОТНОСИМЫХ К ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ)
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (ЕНЭС) (ИНДЕКС ВН1) И НЕ ОТНОСИМЫХ
К ЕНЭС (ИНДЕКС ВН11)**

$$HBB_{ВН} = HBB_{ВН1} + HBB_{ВН11} \quad (1)$$

$$HBB_{ВН1} = P_{ВН1}^П + P_{ВН1}^{ПР} \quad (2)$$

$$HBB_{ВН11} = P_{ВН11}^П + P_{ВН11}^{ПР} \quad (3)$$

$$P_{ВН}^П = P_{ВН1}^П + P_{ВН11}^П \quad (4)$$

$$P_{ВН}^{ПР} = P_{ВН1}^{ПР} + P_{ВН11}^{ПР} \quad (5)$$

$$Y_{ВН} = Y_{ВН1} + Y_{ВН11} \quad (6)$$

$$НИ_{ВН} = НИ_{ВН1} + НИ_{ВН11} \quad (7)$$

$$НЗ_{ВН} = НЗ_{ВН1} + НЗ_{ВН11} \quad (8)$$

$$A_{ВН} = A_{ВН1} + A_{ВН11} \quad (9)$$

$$ПРН_{ВН} = ПРН_{ВН1} + ПРН_{ВН11} \quad (10)$$

$$P_{ВН1}^{ПР} = (HBB_{ВН} - P_{ВН}^П) \times \frac{Y_{ВН1}}{Y_{ВН}} \quad (11)$$

$$P_{ВН11}^{ПР} = (HBB_{ВН} - P_{ВН}^П) \times \frac{Y_{ВН11}}{Y_{ВН}} \quad (12)$$

I. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителей

1. Теплоноситель «вода»

1.1. К эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.

1.2. К утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в регламентированных нормативными актами технической эксплуатации электрических станций и сетей пределах.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = \frac{\text{альфа} \times V_{\text{ср.год}} \times \eta_{\text{год}}}{100} = m_{\text{у.год.н}} \times \eta_{\text{год}}, \text{ м}^3, \quad (1)$$

где:

- альфа – норма среднегодовой утечки теплоносителя ($\text{м}^3/\text{чм}^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;
- $V_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ;
- $\eta_{\text{год}}$ – продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч.;
- $m_{\text{у.год.н}}$ – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значение среднегодовой емкости тепловых сетей определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = \frac{V_{\text{от}} \times \eta_{\text{от}} + V_{\text{л}} \times \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{от}} + \eta_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} \times \eta_{\text{от}} + V_{\text{л}} \times \eta_{\text{л}}}{\eta_{\text{год}}}, \text{ м}^3, \quad (2)$$

где:

- $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{л}}$ – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м^3 ;
- $\eta_{\text{от}}$ и $\eta_{\text{л}}$ – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

1.3. Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные показатели, приведенных выше, в утечку не включаются и являются непроизводительными потерями.

1.4. Технологические затраты теплоносителя, связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителей, с учетом требований нормативных актов по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) и нормативных актов по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения.

1.5. Технологические затраты теплоносителя, обусловленные его сливом приборами автоматики и защиты тепловых сетей и систем теплоснабжения, определены конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования этих приборов.

Размеры затрат устанавливаются на основе паспортной информации или технических условий на указанные приборы и уточняются в результате их регулировки. Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива из этих приборов определяются по формуле:

$$G_{\text{а.н.}} = \text{SUM}(m \times N \times \eta), \text{ м}^3, \quad (3)$$

где:

- m – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- N – количество функционирующих средств автоматики и защиты одного типа, шт.;
- η – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течение года, ч.

1.6. Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также эксплуатационных норм затрат, утвержденных в установленном порядке, для каждого вида работ в тепловых сетях и системах теплоснабжения, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

2. Теплоноситель «пар»

2.1. Нормируемые потери пара могут быть определены по нормам для водяных тепловых сетей по формуле:

$$G_{пп} = 0,0025 \times V^{ср.г}_{пар} \times \rho_{пар} \times n \times 10^{-3}, \text{ т}, \quad (4)$$

где:

$\rho_{пар}$ – плотность пара при средних давлении и температуре по магистралям от источника тепла до потребителя, кг/м³;

$V^{ср.г}_{пар}$ – среднегодовой объем паровых сетей, находящихся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя, м³, определяемый по формуле (2);

n – среднегодовое число часов работы паровых сетей, ч.

2.2. Среднее давление пара $P^{ср}_{п}$ в паровых сетях определяется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{\sum_{1}^k \frac{P_H + P_K}{2} \times n_{const}}{n_{год}}, \text{ кгс/см}^2, \quad (5)$$

где:

P_H, P_K – соответственно, начальное и конечное давления пара на источнике теплоты и у потребителей по каждой паровой магистрали по периодам работы n_{const} (ч), с относительно постоянными значениями давлений, кгс/см²;

$n_{год}$ – число часов работы каждой паровой магистрали в течение года, ч.;

k – количество паровых магистралей.

Средняя температура пара $T^{ср}_{п}$ определяется по формуле:

$$T_{ср} = \frac{\sum_{1}^k \frac{T_H + T_K}{2} \times n_{const}}{n_{год}}, \text{ град. С}, \quad (6)$$

где:

T_H, T_K – соответственно, начальная и конечная температуры пара на источнике теплоты и у потребителей по каждой паровой магистрали по периодам работы n_{const} (ч), с относительно постоянными значениями давлений.

2.3. Потери конденсата учитываются по норме для водяных тепловых сетей в размере 0,0025 от среднегодового объема конденсаторов $V^{ср.г}_{конд}$, м³/ч при соответствующей плотности воды (конденсата) $\rho_{конд}$, по формуле:

$$G_{пк} = 0,0025 \times V^{ср.г}_{конд} \times \rho_{конд} \times n \times 10^{-3}, \text{ т}. \quad (7)$$

II. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь тепловой энергии

3. Нормативные затраты и потери тепловой энергии определяются двумя составляющими:

- затратами и потерями тепловой энергии с потерями теплоносителя;
- потерями тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов и оборудование систем транспорта.

4. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь тепловой энергии с потерями теплоносителя «вода».

Потери тепловой энергии определяются по отдельным составляющим затрат и потерь сетевой воды в соответствии с п.п. 2, 3 настоящего Приложения с последующим суммированием.

4.1. Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей определяются по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.н.год} \times \rho_{год} \times c \times [b \times t_{1год} + (1 - b) \times t_{2год} - t_{х.год}] \times n_{год} \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (8)$$

где:

$\rho_{год}$ – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

$t_{1год}, t_{2год}$ – среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, град. С;

- $t_{х,год}$ – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, град. С;
- c – удельная теплоемкость теплоносителя (сетевой воды), ккал/кг x град. С;
- b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении функционирования тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет (при отсутствии таковой – в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии или климатологическим справочником).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети, определяется по формуле:

$$t_{х\ год} = \frac{t_{х,от} \times \rho_{от} + t_{х,л} \times \rho_{л}}{\rho_{от} + \rho_{л}}, \text{ град. С}, \quad (9)$$

где:

$t_{х,от}$, $t_{х,л}$ – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и неотопительном периодах, град. С (при отсутствии достоверной информации $t_{х,от} = 5$ град. С, $t_{х,л} = 15$ град. С).

4.2. Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей определяются по формуле с учетом плотности воды ρ_0 , используемой для заполнения:

$$Q_{зап} = 1,5 \times V_{тр} \times c \times \rho_0 \times (t_{зап} - t_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (10)$$

где:

$1,5 \times V_{тр}$ – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м³;

$t_{зап}$, $t_{х}$ – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, град. С.

4.3. Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) определяются по формуле:

$$Q_{a,н} = G_{a,н} \times c \times \rho_0 \times (t_{сл} - t_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (11)$$

где:

$G_{a,н}$ – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с п. 2.6, м³;

$t_{сл}$, $t_{х}$ – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, град. С;

ρ_0 – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, используемой в САРЗ.

4.4. Если установлены нормативы затрат сетевой воды на проведение плановых эксплуатационных испытаний (см. п. 2), то определяются потери тепловой энергии и с этой составляющей потерь сетевой воды по аналогичным формулам.

5. Определение нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии с потерями теплоносителя «пар».

5.1. Нормативные потери тепловой энергии с потерями пара определяются по формуле:

$$Q_{пп} = G_{пп} \times c \times \rho_{пар} \times (i_{п} - i_{х}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (12)$$

где:

$G_{пп}$ – годовые потери пара, определяемые по формуле (4), м³;

$i_{п}$ – энтальпия пара при средних значениях давления и температуры пара по магистралям на источнике теплоты и у потребителей, ккал/кг;

$i_{х}$ – энтальпия холодной воды, ккал/кг (град. С).

5.2. Нормативные потери тепловой энергии с потерями конденсата определяются по формуле:

$$Q_{\text{конд}} = G_{\text{пк}} \times c \times \rho_{\text{конд}} \times (t_k - t_x) \times 10^{-6}, \text{ Гкал (ГДж)}, \quad (13)$$

где:

$Q_{\text{пк}}$ – годовые потери конденсата, определяемые по формуле (7), м³;

t_k, t_x – средние за период работы паропроводов значения температуры конденсата и холодной воды, град. С.

5.3. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей.

Эксплуатационные тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей для средних за год условий функционирования нормируются на год, следующий после проведения тепловых испытаний на тепловые потери, и являются нормативной базой для нормирования тепловых потерь согласно действующим нормативным актам определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжения и нормативным актам по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии.

5.4. Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции на расчетный период производится исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети.

Нормирование эксплуатационных часовых тепловых потерь производится в следующем порядке:

– для всех участков тепловой сети на основе сведений о конструктивных особенностях тепловой сети (типы прокладки, виды тепловой изоляции, диаметр трубопроводов, длина участков) и норм тепловых потерь, указанных в таблицах 1.1 и 1.2 настоящего Приложения (если изоляция трубопроводов соответствует этим нормам) либо в таблицах 2.1 – 2.3 или 3.1 – 3.3 (если изоляция соответствует нормам, указанным в строительных нормах и правилах на тепловую изоляцию трубопроводов и оборудования), пересчетом табличных значений на среднегодовые условия функционирования;

– для участков тепловой сети, характерных для нее по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций и подвергавшихся тепловым испытаниям, согласно действующим нормативным актам по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях, в качестве нормативных принимаются полученные в результате испытаний значения действительных (фактических) часовых тепловых потерь, пересчитанные на среднегодовые условия функционирования тепловой сети;

– для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные по нормам тепловых потерь с введением поправочных коэффициентов, определенных по результатам тепловых испытаний;

– для участков тепловой сети, не имеющих аналогов среди участков, подвергавшихся тепловым испытаниям, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные теплотехническим расчетом для среднегодовых условий функционирования тепловой сети с учетом технического состояния с применением зависимостей, указанных в действующих нормативных актах по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери»;

– для участков тепловой сети, вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта, с изменением типа или конструкции прокладки и теплоизоляционного слоя, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети, определенные теплотехническим расчетом на основе исполнительной технической документации.

5.5. Значения часовых тепловых потерь в тепловой сети в целом при среднегодовых условиях функционирования определяются суммированием значений часовых тепловых потерь на отдельных ее участках.

5.6. Значения часовых тепловых потерь по проектным нормам тепловых потерь для среднегодовых условий функционирования тепловой сети определяются по формулам:

– для трубопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (14)$$

– для трубопроводов надземной прокладки по подающим и обратным трубопроводам отдельно:

$$Q_{\text{из.н.год.п}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н.п}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (15)$$

$$Q_{\text{из.н.год.о}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н.о}} \times L \times \beta) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч)}, \quad (15a)$$

где:

- $Q_{\text{из.н.}}$, $Q_{\text{из.н.п}}$ и $Q_{\text{из.н.о}}$ – удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловой сети, подающих и обратных трубопроводов подземной прокладки – вместе, надземной – раздельно, ккал/м·ч (кДж/м·ч);
- L – длина трубопроводов участка тепловой сети подземной прокладки в двухтрубном исчислении, надземной – в однострубном, м;
- бета – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки);
- i – количество участков трубопроводов различного диаметра.

5.7. Значения нормативных проектных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых значениях разности температуры теплоносителя и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающихся от значений, приведенных в соответствующих нормах тепловых потерь, определяются линейной интерполяцией (или экстраполяцией).

5.8. Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети $t_{\text{п год}}$ и $t_{\text{о год}}$ определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по действующему в системе теплоснабжения температурному графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние за последние 5 лет (по информации местной гидрометеорологической станции о статистических климатологических значениях температуры наружного воздуха и грунта на глубине заложения трубопроводов тепловых сетей) или, при отсутствии данных, с использованием строительных норм и правил по строительной климатологии и справочника по климату для соответствующего или ближайшего к нему объекта.

5.9. Значения нормативных часовых тепловых потерь участков тепловой сети, аналогичных участкам, подвергавшимся тепловым испытаниям (ан. исп.) по типам прокладки, видам изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно, по формулам:

- для трубопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{\text{из.н.ан.исп.год}} = \sum_{i=1}^i (k_{\text{и}} \times Q_{\text{из.н}} \times L \times \text{бета}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч);} \quad (16)$$

- для трубопроводов надземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам раздельно:

$$Q_{\text{из.н.ан.исп.год.п}} = \sum_{i=1}^i (k_{\text{и.п}} \times Q_{\text{из.н.п}} \times L \times \text{бета}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч),} \quad (17)$$

$$Q_{\text{из.н.ан.исп.год.о}} = \sum_{i=1}^i (k_{\text{и.о}} \times Q_{\text{из.н.о}} \times L \times \text{бета}) \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч),} \quad (17a)$$

где:

- $k_{\text{и}}$, $k_{\text{и.п}}$ и $k_{\text{и.о}}$ – поправочные коэффициенты для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученные по результатам тепловых испытаний.

5.10. Поправочные коэффициенты для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются по формулам:

- при подземной прокладке, подающие и обратные трубопроводы вместе:

$$k_{\text{и}} = \frac{Q_{\text{из.год.и}}}{Q_{\text{из.н.год}}}, \quad (18)$$

где:

- $Q_{\text{из.год.и}}$ и $Q_{\text{из.н.год}}$ – соответственно, тепловые потери, определенные тепловыми испытаниями, пересчитанные на среднегодовые условия функционирования каждого испытанного участка тепловой сети, и потери, определенные по проектным нормам тепловых потерь по формуле (14) для тех же участков, ккал/ч (кДж/ч);

- при надземной прокладке и раздельном расположении подающих и обратных трубопроводов:

$$k_{\text{и.п}} = \frac{Q_{\text{из.год.п.и}}}{Q_{\text{из.год.п.н}}}, \quad (19)$$

$$k_{и.о} = \frac{Q_{из.год.о.и}}{Q_{из.год.о.н}}, \quad (19a)$$

где:

$Q_{из.год.п.и}$ и $Q_{из.год.о.и}$ – соответственно, тепловые потери, определенные тепловыми испытаниями и пересчитанные на среднегодовые условия функционирования каждого испытанного участка тепловой сети, для подающих и обратных трубопроводов, ккал/ч (кДж/ч);

$Q_{из.год.п.н}$ и $Q_{из.год.о.н}$ – тепловые потери, определенные по проектным нормам тепловых потерь по формулам (15) и (15a) для тех же участков, ккал/ч (кДж/ч).

Максимальные значения поправочных коэффициентов к нормативным значениям не должны быть больше значений, приведенных в нормативном акте по составлению энергетических характеристик тепловых сетей и нормативном акте по определению нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжения.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов по периодам функционирования (отопительный и неотопительный) и за год в целом определяются как суммы нормативных значений эксплуатационных тепловых потерь за соответствующие месяцы.

6. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии через теплоизоляционную конструкцию при теплоносителе «пар».

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции при теплоносителе «пар» принципиально не отличается от определения потерь тепловой энергии при теплоносителе «вода» и в общем виде определяются вышеприведенными положениями и формулами. Для учета особенностей пара как теплоносителя следует руководствоваться нормативными актами по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях, действующими в части, касающейся паровых сетей.

7. Определение нормативных технологических затрат электрической энергии на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителей.

7.1. Нормативные технологические затраты электрической энергии определяются затратами на привод насосного и другого оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя. К ним относятся:

- подкачивающие насосы на подающем и обратном трубопроводах тепловой сети;
- подмешивающие насосы на тепловой сети;
- дренажные насосы;
- насосы зарядки-разрядки баков-аккумуляторов;
- насосы отопления и горячего водоснабжения и насосы подпитки II контура отопления центральных тепловых пунктов (ЦТП);
- привод электрифицированной запорно-регулирующей арматуры.

7.2. Затраты электрической энергии определяются отдельно по каждому виду насосного оборудования по формуле:

$$\mathcal{E}_{нас} = \sum \left(\frac{k \cdot G_p \cdot H_p \cdot \rho_o \cdot n_n}{l \cdot 367 \cdot \eta_{та_{ну}}} \right) 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (20)$$

где:

G_p – нормативный расход теплоносителя, перекачиваемого насосами, ($\text{м}^3/\text{ч}$), определяемый в зависимости от их назначения;

H_p – располагаемый напор, развиваемый насосами при нормативном расходе (м);

ρ_o – плотность теплоносителя, $\text{кг}/\text{м}^3$;

n_n – число часов работы насосов при нормативных расходах и напорах;

$\eta_{та_{ну}}$ – КПД насосной установки (насосов и электродвигателей);

k – количество групп насосов.

Нормативные расходы теплоносителя, перекачиваемого насосными установками, определяются в соответствии с гидравлическим режимом. При этом располагаемые напоры принимаются согласно расчетному гидравлическому режиму функционирования тепловой сети.

7.3. Если насосная группа состоит из насосов одного типа, расход теплоносителя, перекачиваемого одним из этих насосов, определяется делением среднего за час суммарного значения расхода теплоносителя на количество рабочих насосов.

Если насосная группа состоит из насосов различных типов (или диаметры рабочих колес одноступенчатых насосов различны), для определения расхода теплоносителя, перекачиваемого каждым из установленных насосов, необходимо построить результирующую характеристику насосов, при помощи которой можно определить расход теплоносителя, перекачиваемого каждым из насосов, при известном суммарном расходе перекачиваемого теплоносителя.

7.4. При дросселировании напора, развиваемого насосом (в клапане, задвижке или дроссельной диафрагме), значения напора, развиваемого насосом, и КПД насоса при определенном значении расхода перекачиваемого теплоносителя могут быть определены по результатам испытания насоса или его паспортной характеристике.

7.5. В случае регулирования напора и производительности насосов путем изменения частоты вращения их рабочих колес результирующая характеристика насосов насосной группы определяется по результатам гидравлического расчета тепловой сети следующим образом. Определяются расход теплоносителя для насосной группы и требуемый напор насосов, измененный по сравнению с паспортной

характеристикой при полученном значении расхода теплоносителя. Найденные значения расхода теплоносителя для каждого из включенных в работу насосов и развиваемого ими при этом напора позволяют определить требуемую частоту вращения рабочих колес насосов по формуле:

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{G_1}{G_2}\right)^2 = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2, \quad (21)$$

где:

H_1 и H_2 – соответственно напоры, развиваемые насосом при частотах вращения соответственно n_1 и n_2 , м;

G_1 и G_2 – соответственно расходы теплоносителя при частотах вращения n_1 и n_2 , м³/ч.

7.6. Мощность электродвигателей (кВт), необходимая для перекачки теплоносителя центробежными насосами, при измененной (по сравнению с номинальной) частоте вращения их рабочих колес определяется по формуле (20) с подстановкой значений расхода перекачиваемого теплоносителя, напора, развиваемого насосом, соответствующих расчетной частоте вращения рабочих колес, и КПД преобразователя частоты (последний – в знаменатель формулы) без учета числа часов работы насосов.

7.7. При определении нормативного расхода электрической энергии значение расхода горячей воды, перекачиваемой циркуляционными насосами системы горячего водоснабжения, определяется по средней часовой за неделю тепловой нагрузки горячего водоснабжения и постоянно на протяжении сезона (отопительного или неотопительного периода).

7.8. При определении нормативного расхода электрической энергии подпиточных и циркуляционных насосов отопительных систем, подключенных к тепловой сети через теплообменники, значения расхода теплоносителя, перекачиваемого этими насосами, определяются емкостью этих систем и их теплоснабжением для каждого из характерных значений температуры наружного воздуха.

7.9. При определении нормативного расхода электрической энергии подкачивающих и подмешивающих насосов на ЦТП значения расхода теплоносителя, перекачиваемого этими насосами, и развиваемый ими напор определяются принципиальной схемой коммутации ЦТП, а также принципами их автоматизации.

7.10. Расходы сетевой воды, располагаемые напоры и продолжительность работы насосов зарядки-разрядки баков-аккумуляторов, если они не учтены в затратах на выработку энергии на источниках теплоты, определяются разработанными режимами работы баков-аккумуляторов в зависимости от режима водопотребления на горячее водоснабжение и мощности подпиточных устройств источников теплоты.

7.11. Затраты электрической энергии на привод запорно-регулирующей арматуры и средств автоматического регулирования и защиты определяются в зависимости от установленной мощности электродвигателей, назначения и числа часов работы оборудования, КПД привода по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \sum_1^k \left(\frac{m_{\text{пр}} N_{\text{пр}} \eta_{\text{год}}}{\text{эта}_{\text{пр}}} \right), \quad (22)$$

где:

$m_{\text{пр}}$ – количество однотипных приводов электрифицированного оборудования, шт.;

$N_{\text{пр}}$ – установленная мощность электроприводов, кВт;

$\text{эта}_{\text{пр}}$ – КПД электроприводов;

$\eta_{\text{год}}$ – годовое число часов работы электроприводов каждого вида оборудования, ч;

k – количество групп электрооборудования.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 24 августа 2004 г. № 43-э/2

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 1 октября 2003 г. № 81-э/15 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» (зарегистрировано в Минюсте России 28 октября 2003 г., регистрационный № 5206).

*Руководитель
Федеральной службы
по тарифам
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПТОВОГО РЫНКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

I. Общие положения

1. Настоящие «Методические указания по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) и «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (далее – Основы ценообразования) и «Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания определяют основные положения по расчету тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).

3. Методические указания предназначены для применения федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба) и организациями, оказывающими услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности).

4. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ, Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ и Основах ценообразования.

**II. Основные методические положения
по формированию размера тарифов на услуги по организации
функционирования торговой системы оптового рынка
электрической энергии (мощности)**

5. Экономически обоснованный размер тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее именуется также – услуги) рассчитывается исходя из необходимости компенсации организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), расходов, связанных с оказанием услуг, и обеспечения экономически обоснованной прибылью.

6. Экономически обоснованный размер тарифов за услуги рассчитывается исходя из условий раздельного учета расходов по видам деятельности.

7. В случае, если организация, оказывающая услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), помимо деятельности по оказанию этих услуг осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы от этой деятельности не учитываются при расчете размера тарифов за указанные услуги.

8. Экономически не обоснованные избыточные и непроизводительные расходы исключаются из размера тарифа. Основания для исключения указанных расходов приведены в пункте 7 Основ ценообразования.

9. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение предшествующего (базового) периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при установлении размера тарифов на следующий период регулирования в качестве источника покрытия расходов следующего периода регулирования.

10. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов организации, оказывающей услуги, в соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования, в течение 2 лет после окончания срока окупаемости затрат на проведение этих мероприятий сохраняет расчетный уровень удельных расходов, сложившихся в период, предшествующий сокращению расходов.

11. Полученные организацией, оказывающей услуги, в течение расчетного периода регулирования дополнительные доходы от деятельности, расходы на которую включены в тарифы, учитываются Службой при установлении размеров тарифов на последующий расчетный период регулирования.

12. В случае, если организация, оказывающая услуги, в течение расчетного периода регулирования понесла экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении размера тарифов на расчетный период регулирования, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию (работы, услуги), потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при установлении размера тарифов на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

13. Необходимая валовая выручка (НВВ) на расчетный период регулирования для покрытия обоснованных расходов, связанных с оказанием услуг с учетом корректировок по избытку средств (исключению необоснованных расходов) и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$НВВ = НВВ_p \pm \Delta НВВ, \quad (1)$$

где:

- НВВ_p – необходимый доход организации, оказывающей услуги, в расчетном периоде регулирования, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли, определяемых в соответствии с настоящими Методическими указаниями (тыс. руб.);
- дельтаНВВ – экономически обоснованные расходы организации, оказывающей услуги, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из НВВ_p (со знаком «-») в соответствии с пунктами 9 – 12 настоящих Методических указаний (тыс. руб.).

III. Расчет расходов, относимых на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)

14. Определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации, Основами ценообразования и настоящими Методическими указаниями.

15. Расчет расходов, связанных с оказанием услуг, производится по следующим составляющим:

- сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд, – исходя из действующих норм и цен на сырье и материалы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- покупная энергия всех видов, расходуемая на производственные и хозяйственные цели, отопление зданий, – исходя из расчетных объемов потребления энергии, цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями, – исходя из необходимости проведения регламентных работ и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- топливо всех видов для обслуживания производственных и хозяйственных нужд, включая транспорт, – исходя из действующих норм и цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- сумма амортизации основных фондов и нематериальных активов – в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;
- расходы на оплату труда персонала – в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- отчисления на социальные нужды (единый социальный налог и отчисления на страхование от несчастного случая на производстве, предусмотренные законодательством) – в размерах, установленных законодательством Российской Федерации;
- расходы на проведение ремонтных работ – в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации и пунктом 26 Основ ценообразования;
- оплата работ и услуг сторонних организаций (расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунального хозяйства, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др.) – исходя из необходимости проведения работ (оказания услуг) и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- арендные платежи – исходя из состава арендованного имущества и ставок арендной платы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов, – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на обучение и повышение квалификации персонала – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на страхование (имущества, ответственности и др.) – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- другие расходы – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

16. Внебюджетные расходы рассчитываются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

17. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов до их утверждения допускается в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации использовать в расчетах экспертные оценки на основе отчетных данных.

18. При расчете размера тарифов на услуги учитывается величина прибыли (расходы, не перечисленные в пунктах 15 и 16 настоящих Методических указаний), необходимая для обеспечения организации, оказывающей услуги, средствами на обслуживание привлеченного и заемного капитала, средствами на развитие и финансирование за счет прибыли других обоснованных расходов по следующим составляющим:

- налоги и иные обязательные платежи и сборы, уплачиваемые за счет прибыли, – в соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации;
- развитие производства, в том числе на капитальные вложения, – исходя из программы производственного развития, утвержденной в установленном порядке (программы развития, как правило, содержат: перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источник инвестиций (амортизация, прибыль, заемные средства и т. д.), расчет срока окупаемости инвестиций). Средства на осуществление капитальных вложений в производственное развитие определяются с учетом размера амортизационных отчислений, сумм возврата заемных средств и неиспользованной чистой прибыли за прошлые периоды;
- расходы на содержание и развитие социальной сферы, социальные нужды и выплаты персоналу – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- направление прибыли на прочие цели (с расшифровкой) – в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

19. Для расчета размера тарифов на услуги используются следующие материалы:
- объем отпуска и поставки электрической энергии на оптовом рынке (таблица 1);
 - расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица 2);
 - расчет расходов на оплату труда (таблица 3);
 - смета расходов, относимых на услуги, уменьшающих налогооблагаемую прибыль (таблица 4);
 - расчет источников финансирования капитальных вложений (таблица 5);
 - справка о финансировании и освоении капитальных вложений (таблица 6);
 - расчет необходимой прибыли (таблица 7);
 - расчет экономически обоснованного размера тарифа на услуги (таблица 8);
 - программа производственного развития (план капитальных вложений), согласованная в установленном порядке;
 - расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленные на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
 - бухгалтерская отчетность на последнюю отчетную дату;
 - другие обосновывающие материалы и расчеты, нормы и нормативы расчета отдельных статей расходов по перечню, установленному регулирующим органом в соответствии с пунктом 12 Правил регулирования.
20. При заполнении таблиц расчетные показатели базового периода определяются:
- по экономическим (стоимостным) показателям – по фактическим показателям периода, предшествующего периоду регулирования;
 - по показателям производственно-технического характера – по фактическим показателям соответствующего периода, предшествующего периоду регулирования.

IV. Расчет размера тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности)

21. Размер тарифа на услуги организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), рассчитывается по формуле:

$$T_{ATC} = \frac{HBB}{\sum_{i=1} \Delta_{\text{пос}i} + \sum_{j=1} \Delta_{\text{пот}j}}, \quad (2)$$

где:

- $\Delta_{\text{пос}i}$ – плановый объем поставки электрической энергии i-й организацией, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок за расчетный период регулирования (тыс. кВт·ч);
- $\Delta_{\text{пот}j}$ – плановый объем покупки электрической энергии с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования (тыс. кВт·ч).

При этом плановый объем покупки и поставки устанавливается сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемым в установленном порядке.

22. Размер платы за услуги организации, осуществляющей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), организациями – субъектами оптового рынка рассчитывается по формуле:

$$П = T_{ATC} \times \Delta, \quad (3)$$

где:

- Δ – соответственно:
 - для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок, – фактический объем поставки за расчетный период регулирования;
 - для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка, – фактический объем покупки за расчетный период регулирования.

V. Особенности расчета размера тарифов на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) в переходный период реформирования электроэнергетики

23. В переходный период реформирования электроэнергетики рассчитываются отдельно тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) (в регулируемом секторе оптового рынка) и по нерегулируемым ценам (в секторе свободной торговли оптового рынка).

24. Размер тарифа на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) рассчитывается по формуле:

$$T^P = \frac{HBB^P}{\sum_{i=1}^{SUM \mathcal{E}^P_{\text{пос}i}} + \sum_{j=1}^{SUM \mathcal{E}^P_{\text{пот}j}}}, \quad (4)$$

где:

- HBB^P – необходимая валовая выручка организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам), в расчетном периоде регулирования, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли (тыс. руб.);
- $\mathcal{E}^P_{\text{пос}i}$ – плановый объем поставки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) на оптовый рынок i-й организацией за расчетный период регулирования;
- $\mathcal{E}^P_{\text{пот}j}$ – плановый объем покупки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования.

25. Размер платы за услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) рассчитывается по формуле:

$$P^P = T^P \times \mathcal{E}^P, \quad (5)$$

где:

- \mathcal{E}^P – соответственно:
- для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок по регулируемым ценам (тарифам), – фактический объем поставки по регулируемым ценам за расчетный период регулирования;
 - для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам), – фактический объем покупки по регулируемым ценам за расчетный период регулирования.

26. Размер тарифа на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:

$$T^H = \frac{HBB^H}{\sum_{i=1}^{SUM \mathcal{E}_{\text{пос}i}} + \sum_{j=1}^{SUM \mathcal{E}_{\text{пот}j}}}, \quad (6)$$

где:

- HBB^H – необходимая валовая выручка организации, оказывающей услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, в расчетном периоде регулирования, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов по оказанию услуг и получение прибыли (тыс. руб.);
- $\mathcal{E}_{\text{пос}i}$ – плановый объем поставки электрической энергии на оптовый рынок i-й организацией за расчетный период регулирования;
- $\mathcal{E}_{\text{пот}j}$ – плановый объем покупки электрической энергии с оптового рынка j-й организации за расчетный период регулирования.

27. Размер платы за услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:

$$P^H = T^H \times \mathcal{E}, \quad (7)$$

где:

- \mathcal{E} – соответственно:
- для i-й организации, осуществляющей поставку электрической энергии на оптовый рынок, – фактический объем поставки за расчетный период регулирования;
 - для j-й организации, осуществляющей покупку электрической энергии с оптового рынка, – фактический объем покупки за расчетный период регулирования.

Таблица 3

Расчет расходов на оплату труда

№ п.п.	Наименование показателей	Ед. измер.	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Численность персонала	чел.		
2.	Среднемесячный должностной оклад по штатному расписанию на начало периода	руб.		
3.	Средний индекс роста потребительских цен	%		
4.	Среднемесячный должностной оклад с учетом индексов роста потребительских цен ((п. 2 x п. 3) : 100)	руб.		
5.	Процент выплат, связанный с режимом работы	%		
6.	Сумма выплат, связанная с режимом работы ((п. 4 x п. 5) : 100)	руб.		
7.	Процент текущего премирования	%		
8.	Сумма выплат по текущему премированию ((п. 4 + п. 6) x п. 7 : 100)	руб.		
9.	Процент выплат вознаграждений за выслугу лет	%		
10.	Сумма вознаграждения за выслугу лет ((п. 4 x п. 9) : 100)	руб.		
11.	Процент выплат вознаграждения по итогам работы за год	%		
12.	Сумма вознаграждения по итогам работы за год ((п. 4 x п. 10) : 100)	руб.		
13.	Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	%		
14.	Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам ((п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12) x п. 13 : 100)	руб.		
15.	Среднемесячная заработная плата на одного работника (п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12 + п. 14)	руб.		
16.	Период регулирования	мес.		
17.	Суммарные расходы на оплату труда (п. 1 x п. 15 x п. 16)	тыс. руб.		

**Смета расходов, относимых на услуги, уменьшающих
налогооблагаемую прибыль, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
A.	Расходы, связанные с производством и реализацией		
1.	Материальные расходы, в т. ч.		
1.1.	Сырье и материалы		
1.2.	Покупная электроэнергия		
1.3.	Работы и услуги производственного характера		
1.4.	Топливо на технологические цели		
2.	Амортизационные отчисления, всего		
3.	Расходы на оплату труда		
3.1.	Оплата труда		
3.2.	Единый социальный налог		
4.	Прочие расходы		
4.1.	Ремонт основных фондов		
4.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций, из них:		
	- услуги связи		
	- услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства		
	- юридические и информационные услуги		
	- аудиторские и консультационные услуги		
4.3.	Расходы на командировки и представительские расходы		
4.4.	Арендная плата		
4.5.	Расходы на подготовку кадров		
4.6.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		
4.7.	Расходы на страхование, из них:		
	- страхование имущества		
	- страхование ответственности		
4.8.	Другие прочие расходы		
4.9.	Налоги и сборы		
	- налог на землю		
	- налог на имущество		
	- налог на пользователей автодорог		
	- прочие налоги и сборы, уменьшающие налогооблагаемую прибыль организации		

Таблица 5

**Расчет источников
финансирования капитальных вложений, тыс. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений - всего, в том числе:		
	- на производственное и научно-техническое развитие		
	- на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений за счет:		
2.1.	Амортизационных отчислений		
2.2.	Прибыли предприятия		
2.3.	Бюджета		
	- федерального		
	- субъектов Российской Федерации		
2.4.	Неиспользованных средств на начало года		
2.5.	Прочих источников		

Таблица 6

**Справка
о финансировании и освоении капитальных вложений, тыс. руб.**

Наименование строк	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финансирования	План на период регулирования	Источник финансирования
		освоено фактически	профинансировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т.ч.						

Таблица 7

Расчет необходимой прибыли, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Прибыль на нужды организации		
1.1.	Расходы на развитие производства, в том числе:		
	- капитальные вложения, всего		
1.2.	Расходы на социальные нужды		
1.3.	Дивиденды по акциям		
1.4.	Прибыль на прочие цели		

**Расчет экономически
обоснованного размера тарифа на услуги**

№ п.п.	Показатели	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1.	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.		
2.	Объем полезного отпуска электроэнергии	млн кВт·ч		
3.	Объем покупки электроэнергии	тыс. руб.		
4.	Тариф на услуги	руб./МВт·ч		

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 24 августа 2004 г. № 44-э/3

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ
РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО
ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО
ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
6 октября 2004 г. № 6056

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации Постановления Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312) приказываю:

1. Утвердить прилагаемую Методику расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления).

2. Утвердить повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам регулируемого сектора, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 1 к Методике.

3. Утвердить нормативные уровни отклонений, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 2 к Методике.

4. Признать утратившим силу Постановление ФЭК России от 12 ноября 2003 г. № 93-э/1 «Об утверждении Методики расчета стоимости отклонений объема фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления)» (Российская газета, 31 декабря 2003 г., № 263, зарегистрировано Минюстом России 10 декабря 2003 г., регистрационный № 5318).

*Руководитель федеральной
службы по тарифам
С.Г. НОВИКОВ*

**МЕТОДИКА
РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО
ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО
ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

I. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – Методика) разработана во исполнение Постановления Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312).

2. Методика определяет основные положения расчета тарифов, утверждаемых федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба) и (или) органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, учета повышающих (понижающих) коэффициентов при расчете стоимости электроэнергии в секторе отклонений оптового рынка электрической энергии и мощности участников регулируемого сектора (далее – сектор отклонений) и стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов планового почасового производства (потребления) участников свободного сектора, не являющихся участниками регулируемого сектора.

3. Расчет объемов отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – отклонения) и квалификация инициатив осуществляется по каждой группе точек поставки генерации и (или) потребления, расположенных в ценовой зоне оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, каждого участника оптового рынка в порядке, определенном Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643, и на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и (или) договоров, оформляющих поставку, получение электрической энергии и мощности в регулируемом секторе оптового рынка (с учетом сектора отклонений).

4. Понятия и термины, используемые в настоящей Методике, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316), Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), Постановлении Правительства РФ от 12 июля 1996 г. № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)», Постановлении Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

**II. Определение нормативного уровня отклонений
фактического производства электрической энергии участников оптового
рынка от объемов их планового почасового производства**

5. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается для каждой группы точек поставки генерации (за исключением случаев, указанных в пункте 6 настоящей Методики) в размере максимальной из следующих величин:

- два процента от планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации;
- 10 МВтч.

В пределах нормативного уровня отклонений при увеличении объема производства по внешней инициативе стоимость электрической энергии рассчитывается в соответствии с пунктом 11 (формула 1) без применения коэффициента.

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В пределах нормативного уровня отклонений при снижении объема производства по внешней инициативе стоимость электрической энергии рассчитывается в соответствии с пунктом 12 (формула 2) без применения коэффициента.

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

В пределах нормативного уровня отклонений при увеличении или снижении объема производства по собственной инициативе участника стоимость объема электрической энергии рассчитывается по тарифу на поставку электрической энергии, установленному в отношении данного поставщика – участника регулируемого сектора оптового рынка в целом или в отношении каждой электростанции, принадлежащей АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, по тарифной ставке на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленной в отношении данного участника регулируемого сектора – покупателя электрической энергии (мощности).

(абзац введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

6. Для групп точек поставки генерации, соответствующих (относящихся к) электростанциям (блокам), работающим с использованием генерирующих установок, принятых в опытно-промышленную эксплуатацию актом межведомственных приемочных испытаний по согласованию с Системным оператором оптового рынка, а после вступления в силу настоящей Методики – по согласованию с Системным оператором оптового рынка и Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации (или актом межведомственной комиссии о готовности к проведению энергетического пуска), величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере максимальной из следующих величин:

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

- величина нормативного уровня отклонений, определенная в соответствии с пунктом 5 настоящей Методики;
- величина рабочей мощности соответствующих генерирующих установок, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации.

III. Определение стоимости отклонений объемов фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства

7. Для целей минимизации объема отклонений фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от планового почасового производства, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка электрической энергии (мощности) осуществлять действия, необходимые Системному оператору для управления режимами, при расчете платы за отклонения устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам, указанным в Приложении 1 к настоящей Методике.

8. Стоимость отклонений определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по производству на утвержденный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) тариф и на соответствующий коэффициент, определенный в соответствии с настоящей Методикой (далее – плата за отклонения).

При этом под составляющей величиной отклонения по производству понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка, в соответствии с Правилами оптового рынка.

9. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора, осуществляющего производство электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утверждаемые Службой:

- $T_{э(пост)}$ – тариф на поставку электрической энергии, установленный в отношении данного поставщика – участника регулируемого сектора оптового рынка в целом или в отношении каждой электростанции, принадлежащей АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленная в отношении данного участника регулируемого сектора – покупателя электрической энергии (мощности);
- $T_{эм(пост)}$ – тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности, рассчитанный для участника регулируемого сектора – поставщика электрической энергии (мощности) в порядке, установленном нормативными актами.

В случае, если некоторые участники ОРЭ производят поставку сальдо-перетоков электрической энергии на оптовый рынок только в летний (или зимний) период года, а в остальное время АО-энерго является дефицитной, $T_{эм(пост)}$ на год рассчитывается как среднеарифметическое месячных тарифов на электрическую энергию с учетом мощности;

- $\max T_{эм(пост)}$ – максимальный тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности поставщиков – участников оптового рынка, утвержденный Службой, рассчитанный как средневзвешенный тариф из нескольких максимальных тарифов, установленных Службой на поставку электрической энергии с учетом мощности.

(п. 9 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

10. При определении платы за отклонения участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора и осуществляющего производство электрической энергии (мощности) в секторе отклонений, используются следующие тарифы:

- $T_{э(пост)}$ – тариф на поставку электрической энергии, установленный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) в отношении объекта генерации участника как поставщика электроэнергии, не входящего в состав АО-энерго, или, в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии этим участником на розничном рынке;
- $T_{эм(пост)}$ – тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности, рассчитанный для данного участника в порядке, установленном нормативными актами;
- $\max T_{эм(пост)}$ – максимальный тариф на поставку электроэнергии с учетом мощности поставщиков – участников оптового рынка, утвержденный Службой, рассчитанный как средневзвешенный тариф из нескольких максимальных тарифов, установленных Службой на поставку электрической энергии с учетом мощности.

(п. 10 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

11. При увеличении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства Российской Федерации «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(ген)} = T_{Эм(пост)} \times K1 \quad (1)$$

12. При снижении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(ген)} = T_{Э(пост)} \times K2 \quad (2)$$

13. При увеличении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения определяется по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПС(ген)} = T_{Эм(пост)} \times K3 \quad (3)$$

14. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается согласно пункту 56 Правил оптового рынка в соответствии с пунктами 15, 16 и 17 настоящей Методики.

15. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K4 \quad (4)$$

16. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов и не превышающую десять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K5 \quad (5)$$

17. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, составляющую более десяти процентов планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(ген)} = \max T_{Эм(пост)} \times K6 \quad (6)$$

IV. Определение нормативного уровня отклонений фактического потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления

18. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере двух процентов от планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления участника оптового рынка.

19. Объем отклонений электрической энергии участника оптового рынка, не превышающий величину нормативного уровня отклонений, рассчитывается по цене на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе или по стоимости единицы электрической энергии (мощности), определенной для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

V. Определение стоимости отклонений фактического потребления электрической энергии (мощности) участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления

20. Для целей минимизации объема отклонений фактического почасового потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов планового почасового потребления, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка, имеющих собственные генерирующие объекты, осуществлять действия, необходимые Системному оператору для управления режимами, приводящие к возникновению отклонений, при расчете платы за отклонения применяются соответствующие тарифы, к которым устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты, указанные в настоящей Методике.

21. Стоимость отклонений фактического почасового потребления электрической энергии (мощности) от планового почасового потребления определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по потреблению на плату за отклонения, определенную в соответствии с настоящей Методикой.

При этом под составляющей величиной отклонения по потреблению понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка в соответствии с Правилами оптового рынка.

22. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора оптового рынка, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утвержденные Службой:

- $T_{э(пок)}$ – тарифная ставка на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленная данному участнику регулируемого сектора – покупателю электрической энергии (мощности), или (для избыточных АО-энерго), в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на поставку электрической энергии на оптовый рынок, установленная в отношении данного участника Службой;
- $T_{эм(пок)}$ – цена на электроэнергию и мощность в регулируемом секторе, рассчитанная для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

23. При определении стоимости отклонений участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие величины:

- $T_{э(пок)}$ – тарифная ставка на электрическую энергию, установленная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику свободного сектора, не являющемуся участником регулируемого сектора;
- $T_{эм(пок)}$ – стоимость единицы электрической энергии (мощности), определенная как разность между установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику тарифом на электрическую энергию и мощность и суммой тарифов за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям, по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, по организации функционирования торговой системы оптового рынка, по обеспечению системной надежности и услуги Системного оператора.

24. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участника оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(потр)} = T_{эм(пок)} \times K7 \quad (7)$$

25. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПВ(потр)} = T_{эм(пок)} \times K8 \quad (8)$$

В случае изменения объема потребления в группе точек поставки потребления участника оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения определяется аналогично плате за отклонения для групп точек поставки потребления, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой.

26. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(потр)} = T_{э(пок)} \times K9 \quad (9)$$

27. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{ПВ(потр)} = T_{э(пок)} \times K10 \quad (10)$$

28. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{ПС(потр)} = T_{э(пок)} \times K11 \quad (11)$$

29. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую пять процентов, но не превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Э(пок)}} \times K12 \quad (12)$$

30. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(-)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Э(пок)}} \times K13 \quad (13)$$

31. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается в соответствии с пунктами 32, 33 и 34 настоящей Методики.

32. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K14 \quad (14)$$

33. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов, но не превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K15 \quad (15)$$

34. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T^{(+)}_{\text{ПС(потр)}} = T_{\text{Эм(пок)}} \times K16 \quad (16)$$

35. При возникновении ситуаций, приведших к изменению объема потребления участников оптового рынка, не имеющих собственных генерирующих объектов по причинам, не зависящим от участника оптового рынка (вследствие непреодолимой силы), плата за отклонения не взимается.

VI. Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления), в отношении групп точек поставки, расположенных во второй ценовой зоне

(введен Приказом ФСТ РФ от 24.05.2005 № 212-э/2)

1. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, при расчете стоимости отклонений за май 2005 года не применяются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам, установленным Федеральной службой по тарифам и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

2. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, расчет стоимости отклонений за май и июнь 2005 г. выполняется в отношении отклонений, определенных суммарно за расчетный период:

- по сумме групп точек поставки генерации участника оптового рынка, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения;
- по сумме групп точек поставки потребления, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения.

При этом нормативный уровень отклонений и диапазоны отклонений устанавливаются в отношении суммарного объема планового почасового производства (потребления) за расчетный период для указанных совокупностей групп точек поставки.

3. Установить, что для участников оптового рынка, в отношении групп точек поставки расположенных во второй ценовой зоне, расчет стоимости отклонений за июль, август и сентябрь 2005 г. выполняется в отношении отклонений, определенных для каждого часа:

- по сумме групп точек поставки генерации участника оптового рынка, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете платы за отклонения;
- по сумме групп точек поставки потребления, расположенных в одном энергорайоне участника оптового рынка, при наличии равных по величине тарифов, применяемых при расчете стоимости отклонений.

При этом нормативный уровень отклонений и диапазоны отклонений устанавливаются в отношении объема планового почасового производства (потребления) для указанных совокупностей групп точек поставки.

**ПОВЫШАЮЩИЕ (ПОНИЖАЮЩИЕ) КОЭФФИЦИЕНТЫ
К ТАРИФАМ РЕГУЛИРУЕМОГО СЕКТОРА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ
ПРИ РАСЧЕТЕ СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ
(НОВАЯ ВЕРСИЯ)**

Коэффициент	Значение коэффициента
К 1	1,05
К 2	0,9
К 3	0
К 4	0,95
К 5	1
К 6	1,5
К 7	1,5
К 8	1,05
К 9	0,5
К 10	0,9
К 11	1,2
К 12	1,1
К 13	0,9
К 14	1,05
К 15	1,25
К 16	1,5

**НОРМАТИВНЫЕ УРОВНИ ОТКЛОНЕНИЙ И ДИАПАЗОНЫ ОТКЛОНЕНИЙ,
УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ ПЛАТЫ ЗА ОТКЛОНЕНИЯ**

Субъект оптового рынка, наименование инициативы отклонения	Величина нормативного уровня отклонений	Диапазон отклонений, учитываемых при расчете платы за отклонения
Поставщики, увеличившие объем производства по внешней инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, снизившие объем производства по внешней инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, увеличившие объем производства по собственной инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)
Поставщики, снизившие объем производства по собственной инициативе	max (2% планового почасового производства; 10 МВт.ч)	Более 10 МВт.ч и От 2 до 5% планового почасового производства; От 5 до 10% планового почасового производства, Более 10% планового почасового производства
Покупатели, снизившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового потребления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, увеличившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового потребления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, снизившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового потребления	2 – 5% планового почасового потребления; 5 – 10% планового почасового потребления; более 10% планового почасового потребления;
Покупатели, увеличившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового потребления	2 – 5% планового почасового потребления; 5 – 10% планового почасового потребления; более 10% планового почасового потребления;

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 24 августа 2004 г. № 45-э/4

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ
УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
24 сентября 2004 г. № 6042

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 20 сентября 2002 г. № 62-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые Системным оператором субъектам оптового рынка, и Перечня и условий оплаты услуг по обеспечению системной надежности, оказываемых системным оператором субъектам оптового рынка» (зарегистрировано в Минюсте России 11 октября 2002 г., регистрационный № 3859).

*Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ
УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178) и Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791).

2. Методические указания определяют основные положения расчета тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые субъектами оперативно-диспетчерского управления, и предназначены для использования федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Служба), Системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177) и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии».

**II. Основные методические положения
по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике**

4. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – услуги) осуществляется исходя из принципа обязательного раздельного учета доходов и расходов субъектов оперативно-диспетчерского управления по видам деятельности в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. № 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 28, ст. 3357).

5. Экономически обоснованный размер тарифов на услуги рассчитывается исходя из необходимости компенсации субъекту оперативно-диспетчерского управления расходов, связанных с оказанием услуг, и обеспечения экономически обоснованной прибылью.

6. В случае, если субъект оперативно-диспетчерского управления, кроме деятельности по оказанию услуг, осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные доходы от этой деятельности не учитываются при расчете размера тарифов на указанные услуги.

7. Избыточные и непроизводительные расходы исключаются из размера платы. Основания для исключения указанных расходов приведены в пункте 7 Основ ценообразования.

8. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение базового периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при установлении размера платы на следующий период регулирования в качестве источника покрытия расходов следующего периода регулирования.

9. В случае, если субъект оперативно-диспетчерского управления в течение расчетного периода регулирования понес экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении размера платы на расчетный период регулирования, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при установлении размера платы на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

10. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования обязана в течение 2 лет после окончания срока окупаемости затрат на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, сложившихся в период, предшествующий сокращению расходов.

11. Необходимая валовая выручка (далее – НВВ) на период регулирования для покрытия обоснованных расходов, связанных с оказанием услуг, с учетом корректировки по избытку (исключению необоснованных расходов) средств и возмещению недостатка средств, рассчитывается по формуле:

$$\text{НВВ} = \text{НВВ}_p \pm \text{Дельта НВВ}, \quad (1)$$

где:

НВВ_p – необходимый доход субъекта оперативно-диспетчерского управления в расчетном периоде, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг и получение прибыли, определяемой в соответствии с настоящими Методическими указаниями (тыс. руб.);

Дельта НВВ – экономически обоснованные расходы субъекта оперативно-диспетчерского управления, подлежащие возмещению (со знаком «+») и исключению из НВВ_p (со знаком «-») в соответствии с пунктами 7, 8, 9 и 10 настоящих Методических указаний (тыс. руб.).

III. Расчет расходов, относимых на услуги субъекта оперативно-диспетчерского управления

12. Определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации, Основами ценообразования и настоящими Методическими указаниями.

13. Расчет расходов, связанных с оказанием услуг, производится по следующим составляющим:

- сырье и материалы, используемые для производственных и хозяйственных нужд, – исходя из действующих норм и цен на сырье и материалы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- покупная энергия всех видов, расходуемая на технологические цели, отопление зданий, – исходя из расчетных объемов потребления и тарифов, прогнозируемых на период регулирования;
- работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями и (или) подразделениями самой организации, а также услуги по оперативно-диспетчерскому управлению, оказываемые субъектами оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня, – исходя из необходимости проведения регламентных (ремонтных и других) работ и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- топливо всех видов для обслуживания производства, включая транспорт и т. п., – исходя из действующих норм и цен и тарифов, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- амортизационные отчисления на реновацию основных фондов и нематериальных активов – по нормам амортизационных отчислений, утвержденным в установленном нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке, и в соответствии с принятым порядком начисления амортизации;
- расходы на оплату труда персонала – в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- отчисления на социальные нужды (единый социальный налог и отчисления на страхование от несчастного случая на производстве, предусмотренные законодательством Российской Федерации) – в размерах, установленных законодательством Российской Федерации;
- расходы на ремонт основных средств – в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- оплата работ и услуг сторонних организаций (расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунального хозяйства, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и др.) – исходя из необходимости проведения работ (оказания услуг) и цен и тарифов на указанные работы и услуги, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- арендные платежи – исходя из состава арендованного имущества и ставок арендной платы, определяемых в соответствии с пунктом 36 Основ ценообразования;
- расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов, – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на обучение персонала – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- расходы на страхование (имущества, ответственности и др.) – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- другие расходы – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

14. Внереализационные расходы рассчитываются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

15. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов до их утверждения допускается в соответствии с главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации использовать в расчетах экспертные оценки на основе отчетных данных.

16. При расчете размера платы за услуги учитывается величина прибыли (расходы, не перечисленные в пунктах 13 и 14 настоящих Методических указаний), необходимая для обеспечения субъекта оперативно-диспетчерского управления средствами на обслуживание привлеченного и заемного капитала, средствами на развитие, для выплаты дивидендов и финансирования за счет прибыли других обоснованных расходов по следующим составляющим:

- налоги и иные обязательные платежи и сборы, уплачиваемые за счет прибыли, – в соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации;
- развитие производства, в том числе на инвестиции, – исходя из программы производственного развития, утвержденной в установленном порядке (программы развития, как правило, содержат перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источник инвестиций (амортизация, прибыль, заемные средства и т. д.), расчет срока окупаемости инвестиций);
- расходы на социальные нужды – в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- дивиденды по акциям – в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- прибыль на прочие цели (с расшифровкой) – в соответствии с законодательством Российской Федерации.

17. Для расчета размера платы за услуги используются следующие материалы:

- объем установленной мощности (Таблица 1);
- (в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)
- расчет расходов на оплату труда (таблица № 2);
 - расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица № 3);
 - смета расходов, относимых на услуги субъекта оперативно-диспетчерского управления, уменьшающих налогооблагаемую прибыль (таблица № 4);
 - расчет источников финансирования инвестиций (таблица № 5);
 - справка о финансировании и освоении инвестиций (таблица № 6);
 - расчет необходимой балансовой прибыли (таблица № 7);
 - расчет экономически обоснованного размера платы за услуги Системного оператора (таблица № 8);
 - инвестиционная программа производственного развития, согласованная в установленном порядке;
 - расчет размера выпадающих доходов или дополнительно полученной выгоды в предшествующий период регулирования, выявленных на основании официальной отчетности или по результатам проверки хозяйственной деятельности;
 - бухгалтерская отчетность на последнюю отчетную дату;
 - другие обосновывающие материалы и расчеты, нормы и нормативы расчета отдельных статей расходов по перечню, установленному регулирующим органом в соответствии с пунктом 12 Правил регулирования.

18. При заполнении таблиц расчетные показатели базового периода определяются:

- по экономическим (стоимостным) показателям – по текущим показателям периода, предшествующего периоду регулирования;
- по показателям производственно-технического характера – по текущим показателям года, предшествующего периоду регулирования, и/или по показателям сводного прогнозного баланса электроэнергии (мощности) года, предшествующего периоду регулирования, утверждаемым в установленном порядке.

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

IV. Расчет размера тарифа за услуги субъектов оперативно-диспетчерского управления

19. Размер тарифа за услуги Системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению (T_{CO}) рассчитывается по формулам:

$$T_{CO} = \frac{HVB}{\sum N_i}, \quad (1)$$

где:

HVB – необходимая валовая выручка Системного оператора;

N_i – установленная на 1 января года, предшествующего расчетному периоду, мощность (МВт) i -й электростанции юридического лица – производителя электрической энергии (а также иного юридического лица, имеющего право распоряжения электрической энергией, производимой на генерирующем оборудовании), в отношении которой Системный оператор осуществляет оперативное диспетчерское управление.

Размер тарифа за услуги j -го субъекта оперативно-диспетчерского управления, оказываемые в j -й технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе (T_{CO}^j), рассчитывается по формулам:

$$T_{CO}^j = \frac{HVB^j}{\sum N_i^j}, \quad (2)$$

где:

HVB^j – необходимая валовая выручка j -го субъекта оперативно-диспетчерского управления, расположенного на территории технологически изолированной электроэнергетической системы j -го субъекта Российской Федерации;

N_i^j – установленная на 1 января года, предшествующего расчетному периоду, мощность (МВт) i -й электростанции юридического лица – производителя электрической энергии (а также иного юридического лица, имеющего право распоряжения электрической энергией, производимой на генерирующем оборудовании), расположенной на территории j -й технологически изолированной электроэнергетической системы Российской Федерации.

(п. 19 в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

Таблица № 1

Объем установленной мощности, МВт

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 № 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
	Всего установленная мощность в том числе:		
1.1.	Установленная мощность электростанций субъектами ОРЭ, в т. ч. по электростанциям		
	...		
1.2.	Установленная мощность электростанций по субъектам РФ, в т. ч. по электростанциям		
	...		

<*> Сноска исключена. – Приказ ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1.

Таблица № 2

Расчет расходов на оплату труда

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Расчетная численность персонала	чел.		
2.	Среднемесячный должностной оклад с доплатами и надбавками по штатному расписанию на начало периода	руб.		
3.	Средний индекс роста потребительских цен	%		
4.	Среднемесячный должностной оклад с доплатами и надбавками с учетом индексов роста потребительских цен ((п. 2 x п. 3) : 100)	руб.		
5.	Процент выплат, связанный с режимом работы	%		
6.	Сумма выплат, связанная с режимом работы	руб.		
7.	Процент премирования за производственные результаты работы	%		
8.	Сумма выплат за производственные результаты работы	руб.		
9.	Процент выплат вознаграждения за выслугу лет	%		
10.	Сумма вознаграждения за выслугу лет	руб.		
11.	Процент выплат вознаграждения по итогам работы за год	%		
12.	Сумма вознаграждения по итогам работы за год	руб.		
13.	Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	%		
14.	Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам ((п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12) x п. 13 : 100)	руб.		
15.	Другие выплаты за производственные результаты работы	руб.		
16.	Среднемесячная заработная плата на одного работника (п. 4 + п. 6 + п. 8 + п. 10 + п. 12 + п. 14 + п. 15)	руб.		
17.	Период регулирования	мес.		
18.	Суммарные расходы на оплату труда (п. 1 x п. 16 x п. 17)	тыс. руб.		
19.	Расходы на оплату труда лиц, выполняющих работы по договорам гражданско-правового характера	тыс. руб.		
20.	ФОТ всего (п. 18 + п. 19)	тыс. руб.		

Таблица № 3

**Расчет амортизационных отчислений
на восстановление основных производственных фондов, млн. руб.**

№ п.п.	Показатели	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода		
2.	Ввод основных производственных фондов		
3.	Выбытие основных производственных фондов		
4.	Средняя стоимость основных производственных фондов		
5.	Средняя норма амортизации		
6.	Сумма амортизационных отчислений (п. 4 х п. 5)		

Таблица № 4

**Расходы, относимые на услуги субъекта
оперативно-диспетчерского управления, уменьшающие
налогооблагаемую прибыль, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателя	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
A.	Расходы, связанные с производством и реализацией		
1.	Материальные расходы, в т. ч.		
1.1.	Сырье и материалы		
1.2.	Покупная электроэнергия		
1.3.	Работы и услуги производственного характера		
1.4.	Топливо на технологические цели		
2.	Амортизационные отчисления		
3.	Расходы на оплату труда		
3.1.	Оплата труда		
3.2.	Отчисления на социальные нужды		
4.	Прочие расходы		
4.1.	Ремонт основных средств		
4.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций из них:		
	– услуги связи		
	– услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства		
	– юридические и информационные услуги		
	– аудиторские и консультационные у		
4.3.	Расходы на командировки и представительские расходы		
4.4.	Арендная плата		
4.5.	Расходы на подготовку кадров		
4.6.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		
4.7.	Расходы на страхование, из них:		
	– страхование имущества		
	– страхование ответственности		
4.8.	Другие прочие расходы		
4.9.	Налоги и сборы		
	– налог на землю		

Таблица № 4 (окончание)

1	2	3	4
	– налог на имущество		
	– налог на пользователей автодорог		
	– прочие налоги и сборы, уменьшающие налогооблагаемую прибыль организации		
В.	Внереализационные расходы		
1.	Проценты по долговым обязательствам		
2.	Убытки прошлых лет		
3.	Другие внереализационные расходы		
С.	ИТОГО расходов (п. А + п. В)		

Таблица № 5

**Расчет источников
финансирования инвестиций, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателя	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Объем капитальных вложений – всего, в том числе:		
	– на производственное и научно-техническое развитие		
	– на непроизводственное развитие		
2.	Финансирование капитальных вложений за счет:		
2.1.	Амортизационных отчислений		
2.2.	Прибыли предприятия		
2.3.	Бюджета		
	– федерального		
	– субъектов Российской Федерации		
2.4.	Неиспользованных средств на начало года		
2.5.	Прочих источников		

Таблица № 6

**Справка
о финансировании и освоении инвестиций, млн. руб.**

Наименование строк	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финансирования	План на период регулирования	Источник финансирования
		освоено фактически	профинансировано			
1	2	3	4	5	6	7
Всего						
в т. ч.						

Таблица № 7

**Расчет необходимой
балансовой прибыли, млн. руб.**

№ п.п.	Наименование показателей	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4
1.	Налоги и платежи за счет прибыли, из них:		
	– налог на прибыль		
	– прочие налоги и иные обязательные платежи и сборы		
2.	Прибыль на нужды организации		
2.1.	Расходы на развитие производства, в том числе:		
	– капитальные вложения		
2.2.	Расходы на социальные нужды		
2.3.	Дивиденды по акциям		
2.4.	Прибыль на прочие цели		
3.	Необходимая балансовая прибыль (п. 1 + п. 2)		

Таблица № 8

**Расчет экономически обоснованного размера платы
за услуги Системного оператора**

(в ред. Приказа ФСТ РФ от 24.05.2005 N 211-э/1)

№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения	Базовый период	Период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Расходы Системного оператора по выполнению услуг, уменьшающие налогооблагаемую прибыль	млн. руб.		
2.	Необходимая балансовая прибыль	млн. руб.		
3.	Необходимая валовая выручка (п. 1 + п. 2)	млн. руб.		
4.	Рентабельность	%		
	Установленная мощность	МВт		
	Расчетный тариф (п. 3 : п. 5)	руб./МВт		

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ
ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
1 апреля 2005 г. № 6462

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), и решением Правления ФСТ России от 8 февраля 2005 года № р-2-э/1, приказываю:

утвердить прилагаемые Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

*Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С. НОВИКОВ*

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

1. Общие положения

1. Настоящие «Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130) и Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть II), ст. 5525).

2. Настоящие Методические указания определяют основные положения по расчету размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (далее – плата за технологическое присоединение) организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства (далее – Сетевая организация), и предназначены для использования Федеральной службой по тарифам (далее – Службой) и сетевыми организациями.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» и означают следующее:

потребители электрической энергии – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

объекты электросетевого хозяйства – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование;

территориальная сетевая организация – коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети;

необходимая валовая выручка – экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой хозяйственной деятельности в течение расчетного периода регулирования;

единая национальная (общероссийская) электрическая сеть (ЕНЭС) – комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств;

регулируемая деятельность – деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен).

4. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

5. Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения.

6. Размер платы за технологическое присоединение должен компенсировать расходы на проведение работ по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных расходов в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

7. Плата за технологическое присоединение взимается со следующих лиц, заинтересованных в технологическом присоединении и подавших заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение (далее – Заявители):

- потребителей электрической энергии, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющиеся присоединения;
- других электросетевых организаций, в том числе территориальных сетевых организаций и организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства, относящиеся к ЕНЭС;
- владельцев генерирующих установок, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющееся присоединение.

8. Плата за технологическое присоединение взимается однократно.

Изменение формы собственности или собственника (Заявителя или Сетевой организации) не влечет за собой повторную оплату за технологическое присоединение.

9. При наличии технической возможности для расчета размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям учитываются расходы на выполнение Сетевой организацией следующих работ:

- подготовка и выдача технических условий (далее – ТУ) в соответствии с заявкой Заявителя;
- проверка выполнения технических условий Заявителя и составление акта о технологическом присоединении;
- выполнение технических условий со стороны Сетевой организации;
- фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети.

10. Физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, оплачивают работу по разработке технических условий в объеме, не превышающем 0,5 минимального размера оплаты труда, а все иные работы, указанные в пункте 9 настоящих Методических указаний, – в объеме, не превышающем в сумме 5 минимальных размеров оплаты труда.

Все другие Заявители (в том числе и физические лица с подключаемой нагрузкой более 15 кВт) оплачивают технологическое подключение в соответствии с разделами 2 и 3 настоящих Методических указаний.

11. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения 35 кВ и выше устанавливается Службой в соответствии с разделом 2 настоящих Методических указаний.

12. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения ниже 35 кВ устанавливается Службой в соответствии с разделом 3 настоящих Методических указаний.

13. Плата за технологическое присоединение подлежит отдельному учету со стороны Сетевой организации и не учитывается в необходимой валовой выручке Сетевой организации по иным регулируемым видам деятельности.

При отсутствии технической возможности присоединения к электрическим сетям Сетевая организация уведомляет об этом обратившегося с заявкой Заявителя.

2. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности не менее 10000 кВт к электрическим сетям на уровне напряжения не ниже 35 кВ

14. Размер платы за технологическое присоединение (СП) рассчитывается по формуле:

$$СП = РП \times (1 + Кп), \tag{1}$$

где:

РП – сумма расходов на проведение работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических указаний;

Кп – коэффициент рентабельности работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических указаний, устанавливаемый Службой в размере, не превышающем прогнозируемый на текущий год уровень инфляции, но не ниже значения, равного 0,03.

3. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности менее 10000 кВт к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ

15. Расчет размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ для каждой Сетевой организации производится отдельно.

15.1. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность на напряжении 1- 0,4 кВ:

- до 30 кВт включительно, за исключением физических лиц с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно;
- свыше 30 кВт и до 100 кВт включительно.

15.2. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность, согласно следующей таблице.

Уровень напряжения, (i)	Мощность Заявителя, кВт (j)	
	от 100 до 750	более 750
6 кВ и выше		

Уровень напряжения определяется по границе балансовой принадлежности электрических сетей Сетевой организации и Заявителя.

16. Расчет платы за 1 кВт мощности технологического присоединения производится на основе представленных в Службу Сетевой организацией прогнозных данных о планируемых расходах за технологическое присоединение на календарный год. При этом указанные данные определяются Сетевой организацией с учетом перспективного плана мероприятий по присоединению и прогнозируемого спроса на дополнительную мощность.

В целях недопущения необоснованного роста размера платы за технологическое присоединение Сетевая организация также представляет в Службу фактические данные о количестве и стоимости технологических присоединений за один полный год, предшествующий первому числу квартала, в котором была подана заявка Сетевой организации на установление платы.

17. Ставка платы за технологическое присоединение на напряжении i и в диапазоне присоединяемой мощности j рассчитывается Службой на основании данных, представленных Сетевой организацией в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний по формуле:

$$C_{ij} = \frac{P_{ij}}{N_{ij}} \times (1 + K_n), \quad (2)$$

где:

P_{ij} – общие расходы за технологические присоединения по работам, указанным в пункте 9 настоящих Методических указаний, на уровне напряжения i и в диапазоне мощности j [руб.];

N_{ij} – суммарная мощность всех технологических присоединений на уровне напряжения i и в диапазоне присоединяемой мощности j [кВт].

18. Плата за технологическое присоединение рассчитывается в отношении каждого случая присоединения для одного Заявителя на основании ставок платы за технологическое присоединение по следующей формуле:

$$T_{ijk} = C_{ij} \times N_{ij}, \quad (3)$$

где:

C_{ij} – ставка платы за технологическое присоединение в классе напряжения i и диапазоне мощности j [руб.];

N_{ij} – суммарная мощность технологического присоединения одного Заявителя в классе напряжения i и диапазоне мощности j [кВт].

19. Расчет ставки платы за технологическое присоединение в классе напряжения i и диапазоне мощности j производится по формулам (2) и (3) и применяется при условии, что количество присоединений, используемых в расчете, не менее 10.

В случае, если количество технологических присоединений менее 10, расчет ставки платы за технологическое присоединение производится индивидуально для каждого технологического присоединения по формуле (1).

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 8 апреля 2005 г. № 130-э

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РЕГЛАМЕНТА
РАССМОТРЕНИЯ ДЕЛ ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ТАРИФОВ
И (ИЛИ) ИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ)
ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И НА УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ НА ОПТОВОМ
И РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ (ТЕПЛОВОЙ)
ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
7 июня 2005 г. № 6696

В соответствии с пунктом 15 Правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109, приказываю:

1. Утвердить прилагаемый Регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности).
2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 30 октября 2002 г. № 75-э/5 «Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию» (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 18.12.2002, № 4040).

*Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С. НОВИКОВ*

**РЕГЛАМЕНТ РАССМОТРЕНИЯ ДЕЛ
ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ТАРИФОВ И (ИЛИ) ИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ (ТЕПЛОВУЮ) ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И НА УСЛУГИ,
ОКАЗЫВАЕМЫЕ НА ОПТОВОМ И РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
(ТЕПЛОВОЙ) ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

Настоящий Регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности) (далее – Регламент), разработан в соответствии с Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130) (далее – Правила регулирования), и определяет процедуру рассмотрения вопросов, связанных с установлением тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности), а также принятия решений по указанным вопросам регулирующими органами.

I. Общие положения

1. Рассмотрение дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности), осуществляется по заявлениям организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, и по представленным в регулирующий орган обоснованным предложениям (заявление с прилагаемыми обосновывающими материалами), а также по инициативе регулирующего органа.

2. В случае применения регулирующими органами метода индексации дело об установлении тарифов не открывается.

**II. Рассмотрение дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней
Федеральной службой по тарифам**

3. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность на территории субъектов Российской Федерации, до 15 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов обоснованные предложения (заявление с прилагаемыми обосновывающими материалами) об установлении предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям.

4. Для установления предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до 1 июня года, предшествующего периоду регулирования, представляют в ФСТ России обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям и на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям.

5. Для установления тарифов (цен) на электрическую (тепловую) энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней производители электрической энергии – поставщики оптового рынка в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляют на имя руководителя ФСТ России письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем организации-заявителя и заверенное печатью организации-заявителя.

К заявлению прилагаются материалы (в подлиннике или заверенных заявителем копиях) в соответствии с пунктами 10, 11 Правил регулирования.

6. Для установления цен (тарифов) на услуги, оказываемые на оптовом рынке электрической энергии (мощности), включающие, в том числе, услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), услуги по обеспечению системной надежности, организации, осуществляющие регулируемую деятельность в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляют на имя руководителя ФСТ России письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем заявителя и заверенное печатью заявителя.

К заявлению прилагаются материалы в соответствии с пунктом 10 Правил регулирования (в подлиннике или заверенных заявителем копиях).

7. Документы представляются на бумажном носителе. Дополнительно документы также могут быть представлены в электронном виде. Документы, содержащие коммерческую тайну, должны иметь соответствующий гриф.

8. В заявлении, указанном в пунктах 3, 5, 6 настоящего Регламента, рекомендуется указывать:
- сведения об организации, направившей заявление (далее – заявитель) (наименование и реквизиты организации, юридический и почтовый адрес, адрес электронной почты, контактные телефоны и факс, фамилия, имя, отчество руководителя организации);
 - основания, по которым заявитель обратился в регулирующий орган для установления тарифов (цен);
 - требование, с которым заявитель обращается.

9. Документы, представляемые в соответствии с пунктами 4 – 6 настоящего Регламента, регистрируются ФСТ России в день получения (с присвоением регистрационного номера, указанием даты и времени получения), помечаются специальным штампом и направляются руководителю ФСТ России.

10. Для организации рассмотрения дела об установлении тарифов (цен), открываемого по заявлениям, указанным в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, руководитель ФСТ России назначает уполномоченного по делу из числа работников ФСТ России.

11. В случае если представленные документы не соответствуют требованиям, указанным в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, ФСТ России имеет право вернуть заявителю документы на доработку с письменным указанием оснований, по которым оно возвращается.

Возврат ФСТ России заявления и приложенных к нему материалов на доработку не является препятствием для повторного обращения с заявлением об установлении тарифов после устранения заявителем причин, послуживших основанием для его возврата.

При этом не может нарушаться срок, установленный пунктом 10 Правил регулирования.

Для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование тарифов, тарифы на очередной и текущий периоды регулирования рассчитываются и устанавливаются независимо от сроков подачи материалов. При этом сроки рассмотрения регулирующим органом указанных материалов не должны превышать сроков, установленных в пунктах 13 и 16 Правил регулирования.

12. По результатам рассмотрения заявления руководитель ФСТ России (лицо, исполняющее обязанности руководителя) принимает решение об открытии дела об установлении тарифов либо об отказе в открытии дела.

Дело об установлении предельных уровней тарифов в субъектах Российской Федерации открывается ФСТ России до 15 июня года, предшествующего периоду регулирования.

Дело об установлении тарифов, указанных в пунктах 5, 6 настоящего Регламента, ФСТ России открывает не позднее двух недель с даты регистрации представленных документов, о чем направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

ФСТ России вправе отказать в открытии указанных в данном абзаце дел при нарушении срока обращения, установленного пунктом 10 Правил регулирования, а также при отсутствии каких-либо материалов либо их части, предусмотренных настоящим Регламентом.

Решение об отказе принимается единолично Руководителем ФСТ России.

13. ФСТ России вправе не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования, запросить дополнительные материалы, указав форму их представления и требования к ним, а организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны их представить в 2-недельный срок со дня поступления запроса.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, вправе представить по своему усмотрению дополнительные материалы не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

14. Величины предельных уровней цен на электрическую энергию (мощность) в секторе свободной торговли оптового рынка электрической энергии (мощности) рассматриваются ФСТ России по собственной инициативе.

15. ФСТ России проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней.

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».

16. В случае сложности соответствующей экспертной работы, обусловленной отсутствием у штатных экспертов ФСТ России технической возможности для ее выполнения, ФСТ России вправе привлечь независимых экспертов (при наличии у ФСТ России соответствующих источников финансирования) для проведения экспертизы предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней.

17. К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями, являются дополнительными материалами и представляются в ФСТ России не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

III. Рассмотрение дел об установлении тарифов органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов

18. Для установления тарифов (цен) организация, осуществляющая регулируемую деятельность, в срок до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, направляет на имя руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации области государственного регулирования тарифов письменное заявление об открытии дела по установлению тарифов (цен), подписанное руководителем заявителя и заверенное печатью заявителя.

В заявлении рекомендуется указывать сведения, предусмотренные пунктом 8 настоящего Регламента.

К заявлению прилагаются материалы (в подлиннике или заверенных заявителем копиях), согласно перечню, установленному пунктом 10 Правил регулирования тарифов.

19. При рассмотрении дел об установлении тарифов органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов применяются положения пунктов 7 - 10, 13 настоящего Регламента.

20. В случае, если представленные документы не соответствуют требованиям, указанным в пунктах 18, 19 настоящего Регламента, орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов имеет право вернуть заявителю документы на доработку с письменным указанием оснований, по которым оно возвращается.

Возврат органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации области государственного регулирования тарифов заявления и приложенных к нему материалов на доработку не является препятствием для повторного обращения с заявлением об установлении тарифов после устранения заявителем причин, послуживших основанием для его возврата.

При этом не может нарушаться срок, установленный пунктом 10 Правил регулирования.

21. По результатам рассмотрения заявления руководитель органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (лицо, исполняющее обязанности Руководителя) принимает решение об открытии дела об установлении тарифов либо об отказе в открытии дела.

Дело об установлении тарифов орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов открывает не позднее двух недель с даты регистрации представленных документов и направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов вправе отказать в открытии дела об установлении тарифов при нарушении срока обращения, установленного пунктом 10 Правил регулирования, а также при отсутствии каких-либо материалов либо их части, предусмотренных настоящим Регламентом.

Решение об отказе принимается правлением (коллективом) органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

22. При проведении экспертизы предложений об установлении тарифов орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов руководствуется положениями пунктов 15 - 17 настоящего Регламента.

IV. Рассмотрение дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на правлении регулирующего органа

23. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллектива) регулирующего органа.

24. Заседание правления (коллектива) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней является открытым и считается правомочным, если в нем участвует более половины членов правления (коллектива).

25. Рассмотрение дела об установлении тарифов (цен) на правлении регулирующего органа осуществляется в присутствии полномочных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, которая за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллектива).

Не позднее чем за один день до заседания правления регулирующего органа организация, осуществляющая регулируемую деятельность, должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

26. В случае отсутствия на заседании по уважительной причине официальных представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, рассмотрение может быть отложено на срок, определяемый правлением (коллективом). В случае повторного отсутствия указанных представителей рассмотрение дела проводится без их участия.

Неявка представителей организации, осуществляющей регулируемую деятельность, надлежащим образом извещенной о дате, времени и месте рассмотрения дела, без уважительной причины не является препятствием к рассмотрению дела.

27. Заседание правления (коллектива) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней проводится в соответствии с порядком, утверждаемым регулирующим органом.

VI. Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней

28. Постановление регулирующего органа принимается по утвержденной Федеральной службой по тарифам форме (Приложение № 1 к настоящему Регламенту).

29. Решение регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней доводится до организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в недельный срок.

Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней публикуется в установленном порядке.

30. Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней может быть обжаловано в установленном порядке.

(название регулирующего органа)

(вид акта, номер и дата принятия)

(название акта)

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41 «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию», Постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и

(иные нормативные правовые акты и иные обоснования, в соответствии с которыми принят акт)

(название регулирующего органа, принявшего акт)

постановляет:

1. Установить и ввести в действие с 1 января ____ тарифы согласно Приложению <*>.
2. Тарифы, установленные в п. 1 настоящего Постановления (Приказа), действуют с ____ по ____.

<*> Приложения к настоящей форме не распространяются на тарифы, которые устанавливает ФСТ России.

Тарифы на электрическую энергию для потребителей

№	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Диапазоны напряжения			
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7
1.	Базовые потребители (тарифы указываются без НДС)					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч				
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
1.2.	Базовые потребители, получающие электрическую энергию и мощность с шин (распределительного устройства) генераторного напряжения					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч				
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
2.	Прочие потребители (тарифы указываются без НДС)					
2.1.	ЭСО, снабжающие электрической энергией (мощностью) население и (или) бюджетные организации (каждое ЭСО выделяется отдельной строкой)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зона	коп./кВт.ч				
2.2.	ЭСО, снабжающие электрической энергией (мощностью) население и (или) бюджетные организации, получающие электрическую энергию и мощность с шин (распределительного устройства) генераторного напряжения (каждое ЭСО выделяется отдельной строкой)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			

1	2	3	4	5	6	7
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
2.3.	Иные прочие потребители, включая ЭСО, за исключением потребителей, указанных в п. 2.1 и 2.2					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
2.4.	Бюджетные потребители (тарифы указываются без НДС)					
	Одноставочный тариф	от 7000 и выше	коп./кВт.ч			
		от 6000 до 7000 часов	коп./кВт.ч			
		от 5000 до 6000 часов	коп./кВт.ч			
		от 4000 до 5000 часов	коп./кВт.ч			
		от 3000 до 4000 часов	коп./кВт.ч			
		от 2000 до 3000 часов	коп./кВт.ч			
	Двухставочный тариф					
	– плата за мощность	руб./кВт.мес.				
	– плата за энергию	коп./кВт.ч				
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	– ночная зона	коп./кВт.ч				
	– полупиковая зона	коп./кВт.ч				
	– пиковая зон	коп./кВт.ч				
3.	Население и потребители, приравненные к населению (тарифы указываются с учетом НДС)					
3.1.	Городское население					
3.1.1.	Население, проживающее в домах, оборудованных газовыми плитами					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
3.1.2.	Население, проживающее в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	

1	2	3	4	5	6	7
3.2.	Сельское население					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
3.3.	Потребители, приравненные к населению <*>					
	Одноставочный тариф	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
	Дневная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	
	Ночная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.ч	X	X	X	

<*> Потребители электрической энергии, которым в соответствии с п. 27 Методических указаний тарифы рассчитываются аналогично 2 группе (Население). Данную группу рекомендуется выделять.

Примечания:

в примечании указываются необходимые сведения по применению настоящего Приложения.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям

Уровень напряжения	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях	В том числе расходы на сбыт	Итого
	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч
ВН				
СН-I				
СН-II				
НН				

Тарифы на тепловую энергию для потребителей

№ п/п		Тариф на тепловую энергию					
		горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше до 13,0 кг/см ²	
1.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Бюджетные <*>						
	одноставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
	Иные потребители						
	одноставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
2.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Бюджетные <*>						
	одноставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						
	Иные потребители						
	одноставочный, руб./Гкал						
	двухставочный						
	за энергию, руб./Гкал						
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч						

<*> В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

Наименование организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии	Тариф в руб./Гкал/час в мес.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 5 июля 2005 г. № 275-э/4

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ПО ИНДЕКСАЦИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ (МИНИМАЛЬНОГО
И (ИЛИ) МАКСИМАЛЬНОГО) УРОВНЕЙ ТАРИФОВ И ТАРИФОВ
НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ
РЕГУЛИРУЕМУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

Зарегистрировано
в Минюсте РФ
5 августа 2005 г. № 6881

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), в целях реализации пункта 37 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130), а также решением Правления ФСТ России от 5 июля 2005 года № р-39-э/4 приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.
2. Установить, что настоящий Приказ вступает в силу в установленном порядке.

*Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С. НОВИКОВ*

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ИНДЕКСАЦИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ (МИНИМАЛЬНОГО
И (ИЛИ) МАКСИМАЛЬНОГО) УРОВНЕЙ ТАРИФОВ И ТАРИФОВ
НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ
РЕГУЛИРУЕМУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130).

2. Методические указания предназначены для использования федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – регулирующие органы), регулируемые организациями и определяют методологию индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также тарифов за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), 37), Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), 37) и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130).

4. Индексация тарифов (цен) может осуществляться регулирующим органом на срок не менее года. Проиндексированные тарифы вводятся в действие в установленном порядке.

**II. Расчет индексируемых предельных
(минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов
на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих
регулируемую деятельность**

5. Расчет индексируемых предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, производится на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен) в соответствии с пунктами 37 и 55 Основ ценообразования с учетом:

5.1. программ сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованных с регулирующими органами;

5.2. изменений состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;

5.3. отклонений фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;

5.4. изменений нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющих на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

5.5. макроэкономических показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год;

5.6. имевшего место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованного сдерживания роста тарифов на электрическую и тепловую энергию отдельными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

5.7. отклонений фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;

5.8. изменений объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;

5.9. отклонений фактических цен на топливо от прогнозных изменений видов и объемов топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии.

6. Тарифы ($T_{i,j}^U$) на i -й календарный год периода регулирования по j -регулируемому виду деятельности, кроме производства электрической (тепловой) энергии, для каждой регулируемой организации рассчитываются по формуле:

$$T_{i,j}^u = [T_{i-1,j} + (I_i^p - 1) \times d_{i-1,j0} + dAИH_{i,j} + dP_{i,j} + dB_{i,j}] \times \frac{\Theta_{i-1,j}}{\Theta_{i,j}}, \quad (1)$$

$$dAИH_{i,j} = dИ_{i,j} + dH_{i,j} + dA_{i,j}, \quad (2)$$

где:

- $T_{i-1,j}$ – величина тарифов на услуги регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности, установленная регулирующим органом на $i-1$ -й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве $i-1$ -го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);
- I_i^p – прогнозируемый Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации индекс роста потребительских цен в i -й год периода регулирования;
- $dИ_{i,j}$, $dH_{i,j}$, $dA_{i,j}$ – прирост в тарифах i -го года на услуги регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов) и амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования);
- $dP_{i,j}$ – прирост в тарифах i -го года на услуги регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;
- $dB_{i,j}$ – прирост в тарифах i -го года на услуги регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;
- $d_{i-1,j0}$ – остальные, не учтенные в $dAИH_{i,j}$, $dP_{i,j}$ и $dB_{i,j}$ удельные расходы в тарифе i -го года по j -му регулируемому виду деятельности;
- $\Theta_{i-1,j}$, $\Theta_{i,j}$ – объем услуг регулируемой организации по j -му регулируемому виду деятельности в натуральном выражении соответственно в $i-1$ -м и i -м годах.

Для каждой регулируемой организации тарифы на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям на s -м уровне напряжения для m -х групп потребителей в i -м календарном году периода регулирования ($TI_{i,s,m}$) рассчитываются в установленном порядке.

Для m -х групп потребителей проиндексированные тарифы на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям на s -м уровне напряжения для m -х групп потребителей в i -м календарном году периода регулирования рассчитываются по формуле:

$$T_{i,s,m}^{пер} = KC_{i,s,m} \times TI_{i,s,m}, \quad (3)$$

где:

- $KC_{i,s,m}$ – поправочный коэффициент, рассчитываемый регулирующим органом для установления тарифов на s -м уровне напряжения для m -х групп потребителей в i -м году, с учетом имевшего место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованного сдерживания роста тарифов на электрическую энергию, в соответствии с пунктом 55 Основ ценообразования.

Для группы потребителей электрической энергии – «население» (индекс – $m1$) должно выполняться условие: $KC_{i,s,m1} \geq 1$.

Для каждого i -го года периода регулирования для всех групп потребителей электрической энергии, кроме питающихся от сетей 0,4 кВ (где $s1$ – индекс, фиксирующий все уровни напряжения, кроме 0,4 кВ), значения $KC_{i,s1,m}$ рассчитываются по формулам:

$$KC_{i,s1,m} = \frac{TI_{i,s,m} - B}{TI_{i,s,m}}, \quad (4)$$

$$B = \frac{A}{\sum_{s1} \Theta_{i,s1}}, \quad (5)$$

$$A = (KC_{i,s,m1} - 1) \times TI_{i,s,m} \times \Theta_{i,m1}, \quad (6)$$

где:

$\mathcal{E}_{i,s1}$ – объем электрической энергии, отпускаемой потребителям на s1-м уровне напряжения в i-м году;

$\mathcal{E}_{i,m1}$ – объем электрической энергии, отпускаемой населению на низком уровне напряжения в i-м году.

Коэффициент $KC_{i,s,m}$ для всех, кроме населения, групп потребителей электрической энергии, питающихся от сетей 0,4 кВ, равен единице.

7. Для j-го производителя электрической (тепловой) энергии производится расчет индексированных ставок тарифов за электрическую (тепловую) энергию и мощность.

Ставка тарифов за электрическую (тепловую) мощность ($T_{M i,j}^{пос}$) индексировается по формуле:

$$T_{M i,j}^{пос} = [T_{M i-1,j} + (I_{i-1}^n - 1) \times d_{M i-1,j0} + d_{AИH_{M i,j}} + dP_{M i,j} + dB_{M i,j} + dPA_{m,i,j}] \times \frac{\mathcal{E}_{M i-1,j}}{\mathcal{E}_{M i,j}}, \quad (7)$$

$$d_{AИH_{M i,j}} = dI_{M i,j} + dH_{M i,j} + dA_{M i,j}, \quad (8)$$

где:

$T_{M i-1,j}$ – ставка тарифов за электрическую (тепловую) мощность j-го производителя электрической (тепловой) энергии, установленная регулирующим органом на i-1-й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве i-1-го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);

$dI_{M i,j}$, $dH_{M i,j}$, $dA_{M i,j}$, $dPA_{m,i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность j-го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов), амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования) и отчислений эксплуатирующими организациями средств для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных станций на всех стадиях их жизненного цикла и развития;

$dP_{M i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность j-го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;

$dB_{M i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность j-го производителя электрической (тепловой) энергии удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;

$d_{M i-1,j0}$ – остальные, не учтенные в $d_{AИH_{M i,j}}$, $dP_{M i,j}$, $dB_{M i,j}$ и $dPA_{m,i,j}$ удельные расходы в ставке тарифа за электрическую (тепловую) мощность j-го производителя электрической (тепловой) энергии;

$\mathcal{E}_{M i-1,j}$, $\mathcal{E}_{M i,j}$ – объем продукции (электрической (тепловой) мощности) j-го производителя электрической (тепловой) энергии услуг соответственно в i-1-м и i-м годах.

Ставка тарифов за электрическую (тепловую) энергию ($T_{\mathcal{E} i,j}^{пос}$) индексировается по формуле:

$$T_{\mathcal{E} i,j}^{пос} = [T_{\mathcal{E} i-1,j} - dT_{i-1,j} + (I_{i-1}^n - 1) \times d_{\mathcal{E} i-1,j0} + d_{ИH_{\mathcal{E} i,j}} + dP_{\mathcal{E} i,j} + dB_{\mathcal{E} i,j}] \times \frac{\mathcal{E}_{\mathcal{E} i-1,j}}{\mathcal{E}_{\mathcal{E} i,j}} + \text{дельта}_{\mathcal{E} i,j}, \quad (9)$$

$$d_{ИH_{\mathcal{E} i,j}} = dI_{\mathcal{E} i,j} + dH_{\mathcal{E} i,j}, \quad (10)$$

$$\text{дельта}_{\mathcal{E} i,j} = dT_{i-1,j} \times I_{i,j}^n, \quad (11)$$

где:

$T_{\mathcal{E} i-1,j}$ – ставка тарифов за электрическую (тепловую) энергию j-го производителя электрической (тепловой) энергии, установленная регулирующим органом на i-1-й год (при установлении тарифа на первый год периода регулирования в качестве i-1-го года принимается базовый год – год, предшествующий периоду регулирования);

$dI_{\mathcal{E} i,j}$, $dH_{\mathcal{E} i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию j-го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на финансирование соответственно капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования), оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (при изменении в базовом году ставок иных налогов до установления тарифов);

$dP_{\mathcal{E} i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию j-го производителя электрической (тепловой) энергии удельных расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования;

- $dB_{\Sigma i,j}$ – прирост в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию j -го производителя электрической (тепловой) энергии удельных значений выпадающих доходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам предыдущих периодов, связанных в том числе с отклонениями фактического роста индекса потребительских цен и расходов на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования от прогнозных показателей;
- $dT_{i-1,j}$ – удельные расходы на топливо в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию, установленной регулирующим органом на $i-1$ -й год для j -го производителя электрической (тепловой) энергии;
- $d_{\Sigma i-1,j0}$ – остальные, не учтенные в $dIN_{\Sigma i,j}$, $dP_{\Sigma i,j}$, $dB_{\Sigma i,j}$ и $d\Delta_{\Sigma i,j}$ удельные расходы в ставке тарифа за электрическую (тепловую) энергию j -го производителя электрической (тепловой) энергии;
- $\Sigma_{i-1,j}$, $\Sigma_{i,j}$ – объем продукции (электрической (тепловой) энергии) j -го производителя электрической (тепловой) энергии услуг соответственно в $i-1$ -м и i -м годах.

Для тепловых электростанций величина $IN_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$ рассчитывается по формуле:

$$IN_{\Sigma i,j}^{\Sigma} = \text{альфа}^{\Sigma}_{j} I^{\Sigma}_{j} + \sum_{k=1} \text{бета}_{kj} I_{jk} \quad (12)$$

где:

$\text{альфа}^{\Sigma}_{j}$, бета_{kj} – удельный вес соответственно газа, продаваемого по регулируемым ценам, и прочих видов топлива (включая газ, продаваемый по нерегулируемым ценам) в топливном балансе j -й тепловой электростанции в базовый год;

I^{Σ}_{j} , I_{jk} – индексы роста цен в i -й год периода регулирования соответственно на газ, продаваемый по регулируемым ценам, определяемым регулирующим органом, и прочие виды топлива (включая газ, продаваемый по нерегулируемым ценам), определяемые в установленном порядке.

Для атомных станций величина $IN_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$ рассчитывается Федеральной службой по тарифам с учетом изменения в периоде регулирования по сравнению с предшествующим периодом: цен на услуги по обращению с отработавшим ядерным топливом, объема отработавшего ядерного топлива, а также затрат на свежее ядерное топливо и комплектующие активной зоны (с учетом физической потребности в них и цен, утверждаемых Федеральной службой по тарифам), определяемых в установленном порядке.

Для гидроэлектростанций при расчете индексируемой ставки платы за электрическую энергию величина $IN_{\Sigma i,j}^{\Sigma}$ рассчитывается как отношение ставок платы за пользование водными объектами (водный налог) в расчетном периоде регулирования к предшествующему периоду.

Распределение расходов на производство электрической (тепловой) энергии (мощности) между ставками тарифов на электрическую (тепловую) энергию и электрическую (тепловую) мощность производится в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми в установленном порядке.

8. Расчет тарифов конечных потребителей производится в установленном порядке на основании тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

9. Регулирующие органы в соответствии с пунктом 37 Основ ценообразования ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на уровень инфляции, финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, и потребителей их продукции (услуг). По результатам указанного анализа регулирующие органы в установленном порядке могут принять решение о пересмотре установленных тарифов.

**Сборник нормативных актов по реформированию и функционированию
электроэнергетики Российской Федерации**

Формат 60x90/8. Бумага офсетная. Печать офсетная. П/л 45. Тираж 50 экз.

Изготовление оригинал-макета, компьютерная верстка – РА «Солист»
117292, Москва, ул. Вавилова, д. 65а. Тел. /факс: (095) 718-0001