

Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации · № 267 · от 04.10.2005 · Утратил силу

Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 04.10.2005 г. № 267 (Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 2005 г., № 45)

П Р И К А З

Министерства промышленности и энергетики
Российской Федерации
от 4 октября 2005 г. N 267

Утратил силу - Приказ Министерства
энергетики Российской Федерации
от 30.12.2008 г. N 326

Об организации в Министерстве промышленности
и энергетики Российской Федерации работы по утверждению
нормативов технологических потерь электроэнергии
при ее передаче по электрическим сетям

Зарегистрирован Минюстом России 28 октября 2005 г.
Регистрационный N 7122

В целях реализации постановления Правительства Российской
Федерации от 16 июня 2004 г. N 284 "Об утверждении Положения о
Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации"
(Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 25,
ст. 2566; N 38, ст. 3803; 2005, N 5, ст. 390) приказываю:

1. (Утратил силу - Приказ Министерства промышленности и
энергетики Российской Федерации от 01.11.2007 г. N 470)
2. Утвердить прилагаемый Порядок расчета и обоснования
нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по
электрическим сетям.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за
собой.

Врио Министра А.Г.Реус

Приложение

П О Л О Ж Е Н И Е

об организации в Министерстве промышленности и энергетики
Российской Федерации работы по утверждению нормативов
технологических потерь электроэнергии при ее передаче
по электрическим сетям

(Утратило силу - Приказ Министерства промышленности и

Приложение

П О Р Я Д О К

расчета и обоснования нормативов технологических потерь
электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

I. Общие положения

1. Настоящий документ определяет порядок разработки нормативов технологических потерь электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период.

2. Настоящий Порядок разработан с целью снижения потерь электроэнергии в электрических сетях и обоснования тарифов за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период для электросетевой организации (далее - ЭСО) учитываются при формировании тарифов, как в целом по ЭСО, так и с разбивкой по диапазонам напряжения:

- на высоком напряжении - 110 кВ и выше (ВН);
- на среднем первом напряжении - 35-60 кВ (СН I);
- на среднем втором напряжении - 1-20 кВ (СН II);
- на низком напряжении - 0,4 кВ и ниже (НН).

4. Для целей настоящего документа используются следующие понятия:

Фактические (отчетные) потери электроэнергии - разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую сеть и отпуском электрической энергии из сети, а также объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами.

Технологические потери (расход) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (далее - ТПЭ) - потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии. Определяются расчетным путем.

Нормативы технологических потерь (расхода) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (далее - НТПЭ) - расчетные значения технологических потерь, определяемые в соответствии с настоящим Порядком в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО. Для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний НТПЭ определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании.

Нормативы потерь (далее - НПЭ) - расчетные значения потерь,

определяемые в соответствии с настоящим Порядком, как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период. Определяются в процентах к отпуску электроэнергии в сеть ЭСО. Для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний НПЭ определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании.

5. Распределение НПЭ на регулируемый период по классам напряжения производится в абсолютных единицах в пределах полученного суммарного абсолютного значения НПЭ, в соответствии с Методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде, являющейся приложением 1 к настоящему Порядку.

II. Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

6. Технологические потери электроэнергии включают технические потери с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные погрешностью системы учета электроэнергии.

7. Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь и определяются, в соответствии с Методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде, являющейся приложением 1 к настоящему Порядку.

8. Условно-постоянные потери - часть технических потерь в электрических сетях, не зависящая от передаваемой мощности.

9. Нагрузочные (переменные) потери - потери в линиях, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах, зависящие от передаваемой нагрузки.

10. Потери, обусловленные погрешностью системы учета, определяются в зависимости от погрешностей трансформаторов тока (далее - ТТ), трансформаторов напряжения (далее - ТН), счетчиков и соединительных проводов.

III. Общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

11. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям должны рассчитываться за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый периоды соответственно по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии ЭСО.

12. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период определяются в зависимости от фактического значения НТПЭ за базовый период и суммарных показателей баланса электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды в соответствии с приложением 2 настоящего Порядка.

13. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянным, нагрузочным и потерям, обусловленным погрешностью системы учета.

14. Нормативы условно-постоянных потерь электроэнергии (дельта W) принимаются по результатам их расчетов за базовый у-п

период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования и протяженности линий на регулируемый период (Методика их расчета приведена в приложении 1 к настоящему Порядку).

15. Нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период определяются по формуле:

W

ос.р 2

Дельта W = дельта W х (-----) , (1)

н.р н.Б W

ос.Б

где

дельта W , дельта W - нагрузочные потери

н.Б н.р

электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды;

W , W - отпуск электроэнергии в сеть в базовом

ос.Б ос.р

и регулируемом периодах (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний - отпуск электроэнергии из сети своей компании).

16. Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии (дельта W), погр.Б

принимаются по результату их расчета за базовый период (Методика их расчета приведена в приложении 1 к настоящему Порядку). Нормативы технологических потерь по абсолютной величине (дельта W)

НТПЭ.Р

на регулируемый период определяются:

дельта W = дельта W + дельта W + дельта W , (2)

НТПЭ.Р у-п.р н.р погр.Б

где

дельта W - условно-постоянные потери электроэнергии

у-п.р

на регулируемый период.

17. Нормативные технологические потери электроэнергии в целом по ЭСО на регулируемый период определяются в процентах по отношению к величине прогнозируемого отпуска электроэнергии в сеть (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний - к отпуску электроэнергии из сети своей компании):

дельта W

НТПЭ.Р

Дельта W = ----- x 100% (3)

НТПЭ.Р % W

ОС.Р

18. Распределение нормативных технологических потерь электроэнергии на регулируемый период по классам напряжения производится в пределах полученного суммарного их значения при следующих допущениях:

- относительные приросты поступлений электроэнергии в сеть на каждом классе напряжения на регулируемый период принимаются одинаковыми с приростом отпуска электроэнергии в сеть в целом по ЭСО;

- доли поступления электроэнергии в сеть каждого класса напряжения в процентах от общего ее поступления в базовом и регулируемом периодах принимаются одинаковыми.

19. Распределение нормативных технологических потерь электроэнергии в сетях по классам напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом классе напряжения сети общее поступление электроэнергии с учетом ее трансформации из сетей высших классов напряжения;
- определяется суммарное поступление электроэнергии в целом по ЭСО (с учетом трансформации);
- определяется величина поступления электроэнергии в сеть каждого класса напряжения в процентах по отношению к общей величине поступления в базовом периоде.

В регулируемом периоде:

- определяется суммарная величина поступления электроэнергии в сеть (с учетом трансформации) на регулируемый период в соответствии с заданным приростом отпуска электроэнергии в сеть (сальдированного);
- определяется величина поступления электроэнергии в сеть на регулируемый период по классам напряжения в соответствии с их долей в базовом периоде;
- определяется величина отпуска электроэнергии в сеть на регулируемый период по классам напряжения;
- определяется величина нагрузочных потерь электроэнергии на каждом классе напряжения в соответствии с формулой 1;
- определяются суммарные технологические потери электроэнергии на каждом классе напряжения в абсолютной величине по формуле 2;
- определяются нормативные потери электроэнергии на каждом классе напряжения в процентах по отношению к отпуску электроэнергии в сеть данного класса напряжения по формуле:

дельта W

НТПЭ.Р

дельта W = ----- x 100% (4)

НТПЭ.Р% W

ОС.Р

где

дельта W , - величина технологических потерь

НТПЭ.Р

электроэнергии на данном классе напряжения;

W - отпуск электроэнергии в сеть данного класса

ОС.Р

напряжения (для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний - к отпуску электроэнергии из сети своей компании).

20. Значения утверждаемых нормативов потерь электроэнергии ЭСО на регулируемый период определяются с учетом мероприятий по снижению потерь на основе соотношения фактических и нормативных технологических потерь электроэнергии в базовом периоде в соответствии с Методом расчета нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период приведенным в приложении 3 к настоящему Порядку.

21. В исключительных случаях возможна корректировка нормативов потерь электроэнергии при значительном изменении составляющих баланса электроэнергии. Процедура изменения нормативов потерь аналогична процедуре первоначального их утверждения согласно настоящему Порядку.

IV. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации

22. Представляемые ЭСО материалы брошюруются в отдельную книгу и включают: пояснительную записку с обоснованием значений нормативов потерь электроэнергии на период регулирования, результатами расчета НТПЭ и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период.

23. В состав обосновывающих материалов входят данные о фактических балансах и потерях электроэнергии, а также других показателях электрических сетей, подготавливаемых по формам представления исходной информации (приложение 2 к настоящему Порядку):

За базовый период:

- показатели баланса электроэнергии (таблица 1);
- структура баланса электроэнергии по классам напряжения (таблица 2);
- структура технических потерь электроэнергии (таблица 3);
- структура перетоков электроэнергии (таблица 4);
- мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях (таблица 5);
- количество и установленная мощность силовых трансформаторов (таблица 6);
- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности (таблица 7);

- протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи (таблица 8);
 - структура технологических потерь электроэнергии (таблица 9).
- На регулируемый период:
- показатели баланса электроэнергии (таблица 1);
 - мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях (таблица 5);
 - количество и установленная мощность силовых трансформаторов (таблица 6);
 - количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности (таблица 7);
 - протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи (таблица 8);
 - расчет нормативов технологических потерь электроэнергии (таблица 9);
 - баланс электрической энергии в сетях ВН, СН I СН II и НН (региональные электрические сети) (таблица 10);
 - программа снижения потерь электроэнергии в электрических сетях ЭСО до уровня нормативных технологических потерь НТПЭ (дельта W) определяется в соответствии с приложением 2 к НТПЭ настоящему Порядку.

24. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды электрических сетей приведена в приложение 4 к настоящему Порядку.

25. Все результаты расчетов НТПЭ за базовый и на регулируемый периоды должны быть представлены на бумажном носителе и в электронном виде: пояснительная записка - в формате текстового процессора Word, расчеты и база данных - в формате табличного процессора Excel.

26. Расчеты нормативов потерь электроэнергии должны выполняться по программам, на которые имеются утвержденные в установленном порядке экспертные заключения и др.

Программные комплексы по расчету и нормированию потерь должны основываться на методах расчета потерь, установленных настоящим Порядком.

27. В пояснительной записке должны быть указаны сведения об используемых программах расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ЭСО (наименование программы, наименование разработчика, год разработки используемой версии, копии экспертных заключений и др.).

ПРИЛОЖЕНИЕ N 1

к Порядку расчета и обоснования
нормативов технологических
потерь электроэнергии при ее
передаче по электрическим сетям

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде

I. Методы расчета условно-постоянных потерь (не зависящих от нагрузки)

1. Условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее - ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в компенсирующих устройствах (далее - КУ) (синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторов), шунтирующих реакторах (далее - ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее - СППС);
- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения
- и в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее - СН) подстанций (далее - ПС) и на плавку гололеда.

2. Потери электроэнергии холостого хода (далее - ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода дельта Р, по формуле:

$$\sum_{i=1}^n$$

$$U_i$$

$$m \cdot 10^{-3}$$

Дельта W = дельта Р сумма Т (----) , (1)

$$\sum_{i=1}^n P_i \cdot U_i$$

ном

где

Т - число часов работы оборудования в i-м режиме;

P_i

U - напряжение на оборудовании в i-м режиме;

i

U - номинальное напряжение оборудования.

ном

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

3. Потери электроэнергии в ШР определяются по формуле (1) на

основе приведенных в паспортных данных потерь мощности дельта Р .

р

Допускается определять потери в ШР на основе данных таблицы 1.

Таблица 1

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

+-----+												
Вид оборудования Удельные потери электроэнергии при												
напряжении, кВ												
+-----												
6 10 15 20 35 60 110 154 220 330 500 750												
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----												
ШР, тыс. 84 84 74 65 36 35 32 31 29 26 20 19												
кВт.ч/МВ.А в год												
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----												
СППС, тыс. кВт.ч 1,3 1,3 1,3 1,3 3 6 11 18 31 99 415 737												
на ПС в год												
+-----												
Примечание - Значения потерь, приведенные в таблице,												
соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных												
потерь в високосном году применяется коэффициент к = 366/365.												
+-----+												

4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (далее - СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле:

2

Дельта W = (0,4 + 0,1 бета) дельта Р х Т , (2)

ск Q ном р

где

Бета - коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном

Q

периоде;

Дельта Р - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК

ном

в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных таблицы 2.

Таблица 2

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

+-----+	
Вид	Потери электроэнергии, тыс. кВт.ч в год, при
оборудования	номинальной мощности СК, МВ.А
+-----	

5 7,5 10 15 30 50 100 160 320
+-----+---+---+---+---+---+---+---+---+---+---
СК 400 540 675 970 1570 2160 3645 4725 10260
+-----

5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах - батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) - определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot S \cdot T, \quad (3)$$

КУ КУ КУ р

где
 ΔP - удельные потери мощности в соответствии с КУ паспортными данными КУ;
 S - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной КУ составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение ΔP КУ принимается равным: для БК - 0,003 кВт/квар, для СТК - 0,006 кВт/квар.

6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов - изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

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

+-----+					
Класс Потери электроэнергии, тыс. кВт.ч в год по видам					
напряжения, оборудования					
кВ +-----					
РВ ОПН ТТ ТН УПВЧ					
+-----+-----+-----+-----+-----					
6 0,009 0,001 0,06 1,54 0,01					
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
10 0,021 0,001 0,1 1,9 0,01					

15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примечания

- Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.
- Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВт.ч/год.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ принимаются 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.

7. Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 4, и о продолжительностях 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 4

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип	Суммарное	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде
опоры, число и сечение проводов	в	проводах
фаза	в фазе,	хорошая сухой влажная изморозь
2	снег	

|| мм || || ||

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
750 - 5 x 240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
750 - 4 x 600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
500 - 3 x 400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500 - 8 x 300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
330 - 2 x 400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
220 СТ - 1 x 300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220 СТ/2 - 1 x 300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220 жб - 1 x 300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220 жб/2 - 1 x 300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220 - 3 x 500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
154 - 1 x 185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2 - 1 x 185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					
110 СТ - 1 x 120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110 СТ/2 - 1 x 120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110 жб - 1 x 120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110 жб/2 - 1 x 120	120	0,020	0,07	0,35	1,21
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+					

| Примечания |

- | 1. Вариант 500 - 8 x 300 соответствует ВЛ 500 кВ, построенной |
 | в габаритах 1150 кВ, вариант 220 - 3 x 500 - ВЛ 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 ВЛ. Потери во всех случаях приведены |
 | в расчете на одну цепь. |
 | 3. Индексы "ст" и "жб" обозначают стальные и железобетонные |
 | опоры. |

+-----+

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 5 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в таблице 6.

Таблица 5

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

+-----+

| Напряжение ВЛ, кВ, | Удельные потери электроэнергии на корону, |
 | число и сечение | тыс. кВт.ч/км в год, в регионе |

проводов в фазе	1	2	3	4	5	6	7
750 - 5 x 240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750 - 4 x 600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500 - 3 x 400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500 - 8 x 300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330 - 2 x 400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220 ст - 1 x 300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220 ст/2 - 1 x 300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220 жб - 1 x 300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220 жб/2 - 1 x 300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220 - 3 x 500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154 - 1 x 185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2 - 1 x 185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
110 ст - 1 x 120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110 ст/2 - 1 x 120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
110 жб - 1 x 120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110 жб/2 - 1 x 120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47

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

Таблица 6

Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий

N	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, Татарстан, Удмуртская,
	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 - Алания,
	Чеченская
	Края: Краснодарский, Ставропольский
	Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская

+-----+-----+
 | 6 |Республика Башкортостан |
 | |Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская |

+-----+-----+
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай
	Края: Алтайский, Красноярский, Приморский
	Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская,
	Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

+-----+-----+

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону
 учитывается, умножая данные, приведенные в таблицах 4 и 5, на
 коэффициент, определяемый по формуле:

$$K = 6,88 U - 5,88 U^2, (4)$$

U кор отн отн

где

U - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному
 отн
 значению.

8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам
 воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях
 мощности, приведенных в таблице 7, и о продолжительностях 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 7

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

+-----+
 |Групп-| Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, |

па	на ВЛ напряжением, кВ
пого-	
ды	6 10 15 20 35 110 154 220 330 500 750
1	0,011 0,017 0,025 0,033 0,035 0,055 0,063 0,069 0,103 0,156 0,235
2	0,094 0,153 0,227 0,302 0,324 0,510 0,587 0,637 0,953 1,440 2,160
3	0,154 0,255 0,376 0,507 0,543 0,850 0,978 1,061 1,587 2,400 3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

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

9. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных таблицы 9 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица 9

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

--

Число Суммарное Расчетный расход электроэнергии на плавку
 проводов сечение гололеда, тыс. кВт.ч/км в год, в районе по
 в фазе и проводов гололеду
 сечение, в фазе, +-----
 2 2 1 2 3 4
 мм мм | | | |

+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
4 x 600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
8 x 300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3 x 500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
5 x 240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3 x 400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2 x 400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2 x 300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
1 x 95	95	0,024	0,031	0,038	0,044
+-----+					

10. Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей
 принимаются в соответствии с данными заводов - изготовителей
 оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные
 потери принимаются в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

+-----+	
Сечение,	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт.ч/км
2	в год, при номинальном напряжении, кВ
мм	+-----
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	-

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

В случае отсутствия приборов учета электроэнергии на СН ПС 10(6)/0,4 кВ удельный расход электроэнергии (кВт.ч/кВ.А) определяется по результатам энергетического обследования.

II. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

12. Нагрузочные потери электроэнергии за период Т часов (Д дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих 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 рассчитываются 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 2-4 могут 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).

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

$n \cdot m \cdot 2$

Дельта $W = 3 \times \sum R \times \sum I \times \Delta t$, (5)

$i=1 \text{ } i \text{ } j=1 \text{ } ij \text{ } ij$

где

n - число элементов сети;

Дельта t - интервал времени, в течение которого токовую

ij

нагрузку I i -го элемента сети с сопротивлением R принимают

$ij \text{ } i$

неизменной;

m - число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (далее - ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (далее - АСКУЭ).

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

2

дельта $W = k \cdot k \cdot \Delta W \cdot D$, (6)

$n \text{ } j \text{ } л \text{ } ф.м \text{ } сут \text{ } экв \text{ } j$

где

дельта W - потери электроэнергии за сутки расчетного

сут

месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть W и

ср.сут

конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей

контрольным замерам;

k - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и
л

принимается равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и
равным 1,0 для линий более низких напряжений;

2

k - коэффициент формы графика суточных отпусков

ф.м

электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней
в месяце контрольных замеров);

D - эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале,

экв j

определяемое по формуле:

N

1 2 2

$D = \sum_{i=1}^N W_{D_i} / W_{m.p.}, (7)$

экв j $i=1$ m_i $m.p.$

где

W - отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом

m_i

дней D ;

m_i

W - то же, в расчетном месяце;

$m.p.$

N - число месяцев в j -м расчетном интервале.

j

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D = D$.

экв j m_i

Потери электроэнергии за расчетные сутки дельта W

сут

определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого
часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяются как

сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается

определять годовые потери электроэнергии на основе расчета дельта

W для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (7)

сут

$N_j = 12$.

2

Коэффициент k определяется по формуле:

ф.м

D

2 м 2 2

$k = \sum_{i=1}^N W / (W D_i), (8)$

ф.м $i=1$ i ср.сут м

где

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

i

D - число дней в месяце.

m

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за

2

каждые сутки месяца коэффициент k определяется по формуле:

ф.м

2

$(D + k D) D$

$2 p w n.p m$

$k = \frac{W_i}{(D + k D) D}$,

ф.м 2

$(D + k D)$

$p w n.p$

где

D , D - число рабочих и нерабочих дней в месяце

$p n.p$

$(D = D + D)$;

$m p n.p$

k - отношение значений энергии, потребляемой в средний

w

нерабочий и средний рабочий дни $k = W / W$.

$w n.p p$

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

2

$\Delta W = k \Delta P T k$, (10)

$n j l k c p j f$

где

ΔP - потери мощности в сети при средних за расчетный

$c p$

интервал нагрузках узлов;

2

k - коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за

f

расчетный интервал;

k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков

k

активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

j

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

$2 m 2 2$

$k = \frac{\sum P \Delta t}{(P T)}$ (11)

$\sum_{i=1}^m P_i \cdot \Delta t_i$

где

P_i - значение нагрузки на i -й ступени графика

Δt_i

продолжительностью дельта t_i , час;

m

m - число ступеней графика на расчетном интервале;

P - средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

k

Коэффициент k в формуле (10) принимается равным 0,99. Для

сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$

в формуле (11) могут использоваться значения тока головного участка

I_i и $I_{\text{ср}}$. В этом случае коэффициент k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный

интервал по формуле:

$k = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2}{m \cdot P_{\text{ср}}^2}$ (12)

где k - коэффициент формы суточного графика для контрольных

замеров, рассчитанный по формуле (11);

$k_{\text{ф.с}}$ - коэффициент формы графика месячных отпусков

электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу

месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$k_{\text{ф.с}} = \frac{\sum_{i=1}^N W_i^2}{N \cdot W_{\text{ср}}^2}$ (13)

где

W_i - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного

интервала;

W - среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы

расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k = 1$.

$k_{\text{ф.с}}$

Скачено на сайте «Законы РФ» — <https://actrf.ru>

Стр. 21 из 54

2

При отсутствии графика нагрузки значение k определяется по формуле:

$$k = \frac{1 + 2 \sum_{i=1}^n k_i}{2 \sum_{i=1}^n k_i} \quad (14)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k определяется по формуле:

$$k = \frac{W_{\text{max}}}{T \cdot P_{\text{max}}} = \frac{W_{\text{max}}}{T \cdot P_{\text{max}}} = \frac{W_{\text{max}}}{T \cdot P_{\text{max}}}, \quad (15)$$

где
 W - отпуск электроэнергии в сеть за время T ;
 o
 T - число часов использования наибольшей нагрузки сети.
 max
Средняя нагрузка i -го в узле определяется по формуле:

$$P_i = \frac{W_i}{\text{ср.} i \cdot T}, \quad (16)$$

где
 W - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за
 i
время T .

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

$$\Delta W = k \cdot \Delta P \cdot T_{\text{max}}, \quad (17)$$

где
 ΔP - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки
 max
сети;
 T_{max} - относительное число часов наибольших потерь мощности,
 o
определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.
Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$m \times 2$

$\tau_{\text{ау}} = \sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i / (P_{\text{Т}} T)$, (18)

где $\tau_{\text{ау}}$ – среднее значение потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

где

P_i – наибольшее значение из m значений P в расчетном

интервале.

Коэффициент k в формуле (17) принимается равным 1,03. Для

сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{Т}}$

в формуле (18) могут использоваться значения тока головного

участка I_i и $I_{\text{Т}}$. В этом случае коэффициент k принимается

равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших

потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$\tau_{\text{ау}} = \tau_{\text{ау}} \times \tau_{\text{ау}} \times \tau_{\text{ау}}$, (19)

где $\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}}$ и $\tau_{\text{ау}}$ рассчитывается по формулам:

$\tau_{\text{ау}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i}{P_{\text{Т}} T}$

где

$\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}}$ и $\tau_{\text{ау}}$ рассчитывается по формулам:

$\tau_{\text{ау}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i}{P_{\text{Т}} T}$

где

$\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}}$ и $\tau_{\text{ау}}$ рассчитывается по формулам:

$\tau_{\text{ау}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i}{P_{\text{Т}} T}$

где

$\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}}$ и $\tau_{\text{ау}}$ рассчитывается по формулам:

$\tau_{\text{ау}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i}{P_{\text{Т}} T}$

где $\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}}$ и $\tau_{\text{ау}}$ рассчитывается по формулам:

$\tau_{\text{ау}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \Delta t_i}{P_{\text{Т}} T}$

где

$\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности,

рассчитанное по формуле (18) для суточного графика дня контрольных

о 3

17. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

- оценка потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- расчет потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения;
- поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного

2

участка F_r , мм², отпуском электрической энергии в линию W , за 0,38

период D , дней, рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети по формуле:

2 2

$W (1 + \operatorname{tg} \varphi) L (1 + 2k$

0,38 экв 3

дельта $W = k \times \dots \times \dots$, (23)

н0,38 0,38 $F \times D 3k$

г 3

где

L - эквивалентная длина линии;

экв

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

k - коэффициент, учитывающий характер распределения

0,38

нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$L = L + 0,44 L + 0,22 L$, (24)

экв м 2-3 1

где

L - длина магистрали;

м

L - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

2-3

L - длина однофазных ответвлений.

1

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, если они являются собственностью ЭСО (до счетчиков электрической энергии), включают в длину ответвления соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (24) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L + 4 L + 0,6 L, \quad (25)$$

а с м

где

L , L , L - длины алюминиевых, стальных и медных проводов,

а с м

соответственно.

Коэффициент k определяют по формуле:

$$0,38$$

$$k = k (9,67 - 3,32d - 1,84d), \quad (26)$$

$$0,38 \text{ и } p^2$$

где

d - доля энергии, отпускаемой населению;

p

k - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии

и

380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (23) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей сумма L , двухфазных и трехфазных

ответвлений сумма L и однофазных ответвлений сумма L в

$$2-3 \text{ л}$$

формулу подставляется средний отпуск электроэнергии в одну линию:

$$W = \text{сумма } W / N, \quad (27)$$

$$0,38 \text{ и } 0,38$$

где

сумма W - суммарный отпуск энергии в N линий, и

$$0,38$$

среднее сечение головных участков, а коэффициент k ,

$$0,38$$

определенный по формуле (26), умножается на коэффициент k ,

N

учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k = 1,25 + 0,14d \quad (28)$$

N р

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимается $k = 0,3$;

3

$\text{tg } \varphi = 0,6$.

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

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки.

По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина падения напряжения (дельта U) в процентах по отношению

1

к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6 - 20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ (% отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

тау

дельта W = 0,7 K дельта U -----, (29)

% нер Т

макс

где

дельта U - потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

K - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения

нер

нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении дельта U напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент K определяется по формуле:

нер

2 2 2

$I_a + I_b + I_c R_n R_n$

$K = 3 \text{ -----} \times (1 + 1,5 \text{ ---}) - 1,5 \text{ ---}, (30)$

нер 2 Rф Rф

$(I_a + I_b + I_c)$

где

I_a, I_b, I_c - измеренные токовые нагрузки фаз;

R_n/R_{ϕ} - отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

для линий с $R_n/R_\phi = 1$ $K = 1,13$;

нер

для линий с $R_n/R_\phi = 2$ $K = 1,2$.

нер

Отношение $\tau_{\text{ау}}/T$ принимают в соответствии со следующими

макс

данными:

+-----+									
T Ч	2000		3000		4000		5000		6000
макс									
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+									
$\tau_{\text{ау}}/T$	0,46		0,52		0,6		0,72		0,77
макс									
+-----+									

Относительные потери электроэнергии, % в К линиях 0,38 кВ определяются по формуле:

k_i

сумма $\times$ дельта $W \times I$

$i=1 \dots i$

дельта $W = \dots$, (31)

% сум. k

сумма I

$i=1 \dots i$

где

i

дельта W - относительные потери электроэнергии в i -й линии,

%

определенные по формуле (29);

I - максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

i

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Временно допускается (для методов расчета потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров) проводить расчет потерь в электрических сетях 0,38 кВ по случайной выборке распределительных линий, питающихся от не менее чем 20% суммарного количества распределительных трансформаторов 6 - 20/0,4 кВ.

При установлении нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях может учитываться техническое состояние линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства на основании обследований и расчетов.

III. Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

Относительные потери электроэнергии (%), обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии (дельта) погр.Б определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по ЭСО с учетом данных за базовый период.

$n \times 2 \times 2$

дельта = корень квадратный (сумма дельта $\times d +$ погр.Б $i=1 \dots j$

2×2

дельта дельта

$m \times 2 \times 2 \times 3 \times 2 \times 1 \times 2$

+ сумма дельта $\times d + \dots \times d + \dots \times d$, (32)

$j=1 \dots j \times k \times 3 \times k \times 1$

3×1

где

дельта , (дельта) - погрешность измерительного канала

$i \times j$

поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ЭСО;

d , (d) - доля поступившей (отпущенной) активной

$i \times j$

электроэнергии от поступления в целом по ЭСО;

n - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии;

m - количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k - количество точек учета 3-фазных потребителей;

3

k - количество точек учета 1-фазных потребителей;

j

d - суммарная доля потребления электроэнергии 3-фазными

3

потребителями (за минусом, учтенных в " m ") от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО;

d - суммарная доля потребления электроэнергии 1-фазными

1

потребителями (за минусом, учтенных в " m ") от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО.

Абсолютные потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии в базовом периоде, равны:

дельта погр.Б $\times W$

пост.Б

дельта $W = \dots$, (33)

погр.Б 100

где

W - поступление электроэнергии в сеть в целом по ЭСО за
пост.Б

базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии
определяется по формуле:

2

дельта = $\pm 1,1 \sqrt{\text{дельта}^2_{\text{сч}} + \text{дельта}^2_{\text{тн}} + \text{дельта}^2_{\text{л}}}$ (34)

сч

2 2 2

+ дельта + дельта + дельта), (34)

тн л

где

дельта , дельта , дельта , - основные допустимые

сч тн л

погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов
напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов
точности), %;

дельта - предел допустимых потерь напряжения в линиях

л

присоединения счетчиков к ТН, %.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью
системы учета электроэнергии, по классам напряжения распределяются
пропорционально поступлению электроэнергии в сеть этих классов
напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

ПРИЛОЖЕНИЕ N 2

к Порядку расчета и обоснования
нормативов технологических
потерь электроэнергии при ее
передаче по электрическим сетям

(Формы)

Таблица 1

Показатели баланса электроэнергии в целом по ЭСО

(наименование ЭСО)

+-----+

| N | Показатель | Единица | В базовом | На |

| п/п | | измерения | периоде | регулируемый |

| | | (200_ г.) | период |

| | | | (200_ г.) |

+----+-----+-----+-----+-----+|

| | Поступление | | | |

| 1 | электроэнергии, в т. ч.: | млн. кВт.ч | | |

от генерирующих			
компаний; млн. кВт.ч			
+			
с ОРЭМ; млн. кВт.ч			
+			
блок-станций (сальдо) млн. кВт.ч			
+-----+			
2 Отпуск электроэнергии млн. кВт.ч			
из сети за пределы ЭСО			
+-----+			
3 Отпуск в сеть (1-2) млн. кВт.ч			
+-----+			
4 Производственные и млн. кВт.ч			
хозяйственные нужды			
+-----+			
5 Полезный отпуск млн. кВт.ч			
электроэнергии			
собственным потребителям			
+-----+			
6 Потери электроэнергии млн. кВт.ч			
(3 - 4 - 5), в т. ч.:			
+			
от транзита млн. кВт.ч			
+-----+			
7 Относительные потери в % %			
от отпуска в сеть			
+-----+			
Примечание - Показатели баланса электроэнергии в целом по ЭСО			
должны быть представлены за два года, предшествующих базовому,			
для оценки динамики изменения отчетных потерь.			
+-----+			

Таблица 1а

Показатели баланса электроэнергии в целом по федеральной сетевой компании и межрегиональным магистральным сетевым компаниям

(наименование)

+-----+			
N В базовом На			
п/п Показатель Единица периоде регулируемый			
измерения (200_ г.) период			
(200_ г.)			
+-----+			
Поступление электроэнергии,			
1 в т.ч.: млн. кВт.ч			
от генерирующих +-----+			
компаний; млн. кВт.ч			
+-----+			

с ОРЭМ; млн. кВт.ч
+-----+-----+-----
блок-станций (сальдо) млн. кВт.ч
+---+-----+-----+-----+-----
2 Отпуск электроэнергии из млн. кВт.ч
сети
+---+-----+-----+-----+-----
3 Производственные и млн. кВт.ч
хозяйственные нужды
+---+-----+-----+-----+-----
4 Потери электроэнергии млн. кВт.ч
(1 - 2 - 3)
+---+-----+-----+-----+-----
5 Относительные потери в % %
от отпуска из сети
+-----
Примечание - Показатели баланса электроэнергии в целом по
федеральной сетевой компании и межрегиональным магистральным
сетевым компаниям должны быть представлены за два года,
предшествующих базовому, для оценки динамики изменения отчетных
потерь.
+-----+

Таблица 2

Структура баланса электроэнергии по классам напряжения

_____ за базовый (200_ г.)

(наименование ЭСО)

млн. кВт.ч

+-----+
N Составляющие баланса 750 кВ 500 кВ 330 кВ 220 кВ 110 кВ 35-60 кВ 1-20 кВ 0,4 кВ Всего
п/п
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
Поступление, в т.ч.:
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
1 от генерирующих компаний
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
2 от соседних ЭСО, с ОРЭМ
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
3 от блок-станций
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
4 импорт
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
5 трансформация из сетей
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
6 поступление, всего
(1 + 2 + 3 + 4 + 5)
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
Отпуск, в т.ч.:

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
7 полезный отпуск										
собственным потребителям										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
8 соседним ЭСО, на ОРЭМ										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
9 блок - станциям										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
10 экспорт										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
11 трансформация в сети										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
12 отпуск, всего										
(7 + 8 + 9 + 10 + 11)										
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
13 Производственные нужды										
ЭСО										
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
14 Отчетные потери										
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
15 Небаланс										
(6 - 12 - 13 - 14 = 0)										
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
16 Технологические потери,										
всего, в т.ч.:										
+---+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
17 условно-постоянные										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
18 нагрузочные										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
19 потери, обусловленные										
погрешностью системы										
учета электроэнергии										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										

Таблица 3

Структура технических потерь электроэнергии
_____ за базовый (200__ г.)
(наименование ЭСО)

млн. кВт.ч

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
ВЛ Трансформаторы Собст- СК ТТ, ТН, Суммарные										
U, кВ +-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
Нагру- Корона Нагру- Холостой нужды БСК торы электро- электро-										
зочные зочные ход ПС энергии энергии										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11										
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----										

750	
+-----+	
500	
+-----+	
330	
+-----+	
220	
+-----+	
110	
+-----+	
35	
+-----+	
1-20	
+-----+	
0,4	
+-----+	

Примечание

- В гр. 8 "Реакторы" указывается сумма потерь электроэнергии в шунтирующих и токоограничивающих реакторах.
- В гр. 10 "Прочие" указываются условно-постоянные потери электроэнергии, приведенные в приложении 1 настоящего Порядка, в том числе: в изоляции кабелей, соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС), вентилях разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), устройствах присоединения ВЧ связи (УПВЧ), потери от токов утечки по изоляторам ВЛ, расход электроэнергии на плавку гололеда.

Таблица 4

Структура перетоков электроэнергии

_____ в базовом (200_ г.)
(наименование ЭСО)

+-----+				
Соседним	Количество	Класс	Перетоки электроэнергии,	
ЭСО,	классов	напряжения,	млн. кВт.ч	
потребителям	напряжения	кВ	+-----+	
ОРЭМ	Прием	Отдача		
+-----+				
1	2	3	4	5
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				
+-----+				

```

+-----+-----+-----+-----+-----+
+-----+-----+-----+-----+-----+
+-----+

```

Таблица 5

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии
в электрических сетях

(наименование ЭСО)

```

+-----+
|Номер |Иденти-| Наименование | Объемы | Годовое |
|меро- |фикатор| мероприятия | мероприятий | снижение|
|прия- |меро- | | (200_ г.) |потерь от|
|тия<1>|приятия| | |внедрения|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
+-----+-----+-----+-----+-----+
| | ВСЕГО, эффект | |
+-----+-----+-----+-----+
|1 | |Организационные | | | |
| | |мероприятия | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
|1.1 | 110 |Оптимизация мест |Расчеты,| ВЛ, | |
| | |размыкания линий | шт. | шт. | |
| | |6-35 кВ с двусторонним | | | |
| | |питанием | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
|1.2 | |Оптимизация | шт. | шт. | | |
| | |установившихся режимов | | | |
| | |электрических сетей | | | |
| | |120 |по реактивной мощности | | | |
| | |121 |по активной мощности | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
|1.3 | 130 |Перевод генераторов | коли- | МВт | |
| | |электростанций в режим | чество | | |
| | |синхронного компенсатора| гене- | | |
| | |(СК) (сезонная работа) | рато- | | |
| | |ров | | | |
| | |шт. | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
|1.4 | 140 |Уменьшение ограничения | МВт | - | |
| | |мощности генераторов | | | |
| | |электростанций | | | |

```

```

+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
1.5 | 150 | Оптимизация | шт. | шт. | |
| | | распределения нагрузки | | | |
| | | между подстанциями | | | |
| | | основной электрической | | | |
| | | сети 110 кВ и выше | | | |
| | | переключениями в ее | | | |
| | | схеме | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
1.6 | 160 | Оптимизация мест | шт. | шт. | |
| | | размыкания контуров | | | | |
| | | электрических сетей с | | | |
| | | различными номинальными | | | |
| | | напряжениями | | | |
| | | 161 | 220 кВ и выше | | | |
| | | 162 | 35-110 кВ | | | |
| | | 163 | 20 кВ и ниже | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
1.7 | 170 | Оптимизация рабочих | шт. | - | |
| | | напряжений в центрах | | | | |
| | | питания радиальных | | | |
| | | электрических сетей | | | |
| | | 171 | 220 кВ и выше | | | |
| | | 172 | 35-110 кВ | | | |
| | | 173 | 20 кВ и ниже | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
1.8 | 180 | Отключение в режимах | | | |
| | | малых нагрузок: | | | |
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
| | | 181 | линий электропередачи в | коли- | км | |
| | | замкнутых электрических | чество | | |
| | | сетях и на двухцепных | ВЛ, | | |
| | | линиях | шт. | | | |
| | | 182 | 220 кВ и выше | | | |
| | | 183 | 35-110 кВ | | | |
| | | 184 | 20 кВ и ниже | | | |
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
| | | 185 | трансформаторов на | тыс. ч | МВ.А | |
| | | подстанциях с двумя и | | | |
| | | более трансформаторами | | | |
| | | 186 | 220 кВ и выше | | | |
| | | 187 | 35-110 кВ | | | |
| | | 188 | 20 кВ и ниже | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
1.9 | 190 | Отключение | тыс. ч | МВ.А | |
| | | трансформаторов на | | | |
| | | подстанциях с сезонной | | | |
| | | нагрузкой | | | |

```

```

|| 191 |220 кВ и выше |||
|| 192 |35-110 кВ |||
|| 193 |20 кВ и ниже |||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|1.10 | 200 |Выравнивание нагрузок | шт. | - ||
|| |фаз в электросетях |||
|| |0,38 кВ |||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|1.11 | 210 |Сокращение |||
|| |продолжительности |||
|| |ремонт основного |||
|| |оборудования |||
|| |электростанций и сетей: |||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 211 |линий | км | ч ||
|| 212 |220 кВ и выше |||
|| 213 |35-110 кВ |||
|| 214 |20 кВ и ниже |||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 215 |трансформаторов | МВ.А | ч ||
|| 216 |220 кВ и выше |||
|| 217 |35-110 кВ |||
|| 218 |20 кВ и ниже |||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 220 |генераторов | шт. | ч ||
|| 221 |220 кВ и выше |||
|| 222 |35-110 кВ |||
|| 223 |20 кВ и ниже |||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 224 |синхронных компенсаторов| шт. | ч ||
|| 225 |220 кВ и выше |||
|| 226 |35-110 кВ |||
|| 227 |20 кВ и ниже |||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 228 |комплексных ремонтов | ч | - ||
|| |оборудования |||
|| |распределительных |||
|| |устройств: ячеек, шин |||
|| |и др. |||
|| 229 |220 кВ и выше |||
|| 231 |35-110 кВ |||
|| 232 |20 кВ и ниже |||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|1.12 | 240 |Снижение расхода | шт. | - ||
|| |электроэнергии на |||
|| |собственные нужды |||
|| |подстанций |||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|

```

```

1.13 | 250 |Стимулирование | МВт | - | |
| | |потребителей | | |
| | |электроэнергии к | | |
| | |выравниванию графиков | | |
| | |нагрузки | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
1.14 | 260 |Ввод в работу | шт. | - | |
| | |неиспользуемых средств | | | |
| | |автоматического | | |
| | |регулирования напряжения| | |
| | |(АРН) на трансформаторах| | |
| | |с РПН | | |
| | |261 |220 кВ и выше | | |
| | |262 |35-110 кВ | | |
| | |263 |20 кВ и ниже | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
1.15 | 270 |Выполнение ремонтов под | км | ч | |
| | |напряжением на ВЛ | | | |
| | |271 |220 кВ и выше | | |
| | |272 |35-110 кВ | | |
| | |273 |20 кВ и ниже | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
3.1 | 280 |Выявление хищений | - | - | |
| | |электроэнергии в | | |
| | |результате проведения | | |
| | |рейдов | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+
| | 290 |Прочие мероприятия | | |
+-----+-----+-----+-----+
2 | Технические мероприятия |
+-----+-----+-----+-----+
2.1 | 100 |Установка и ввод в | шт. | Мвар | |
| | |работу устройств | | |
| | |компенсации реактивной | | |
| | |мощности: | | |
| +-----+-----+-----+-----+
| | 110 |батареи конденсаторов | шт. | Мвар | |
| | |(БСК) (новое | | |
| | |строительство и | | |
| | |расширение существующих | | |
| | |батареи) | | |
| | |120 |220 кВ и выше | | |
| | |130 |35-110 кВ | | |
| | |140 |20 кВ и ниже | | |
| +-----+-----+-----+-----+
| | 150 |Замена конденсаторов, | шт. | Мвар | |
| | |выбывших из строя | | |
| +-----+-----+-----+-----+

```

```

|| 160 |синхронных компенсаторов| шт. | Мвар ||
|| |(СК) (новое) ||||
|| |строительство) ||||
|| 170 |220 кВ и выше ||||
|| 180 |35-110 кВ ||||
|| 190 |20 кВ и ниже ||||
| +-----+-----+-----+-----+
|| 200 |замена выбывших из | шт. | Мвар ||
|| |строя СК ||||
| +-----+-----+-----+-----+
|| 240 |перевод генераторов, | шт. | МВ.А ||
|| |турбины которых ||||
|| |отработали ресурс, ||||
|| |в режим СК ||||
| +-----+-----+-----+-----+
|| 250 |статических | шт. | Мвар ||
|| |компенсаторов (СТК) ||||
|| 260 |220 кВ и выше ||||
|| 270 |35-110 кВ ||||
|| 280 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+
|2.2 | 300 |Увеличение рабочей | шт. | Мвар || |
|| |мощности установленных ||||
|| |в электрических сетях ||||
|| |синхронных компенсаторов| ||||
|| 310 |220 кВ и выше ||||
|| 320 |35-110 кВ ||||
|| 330 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+
|2.3 | 400 |Замена проводов на | шт. | км ||
|| |перегруженных линиях ||||
|| 410 |220 кВ и выше ||||
|| 420 |35-110 кВ ||||
|| 430 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+
|2.4 | 500 |Замена ответвлений | шт. | - ||
|| |от ВЛ 0,38 кВ к зданиям ||||
+-----+-----+-----+-----+
|2.5 | 600 |Замена перегруженных и | шт. | МВ.А ||
|| |установка и ввод в ||||
|| |работ дополнительных ||||
|| |силовых трансформаторов ||||
|| |на эксплуатируемых ||||
|| |подстанциях ||||
|| 610 |220 кВ и выше ||||
|| 620 |35-110кВ ||||
|| 630 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+

```

2.6	700	Замена недогруженных	шт.	МВ.А	
		силовых трансформаторов			
	710	220 кВ и выше			
	720	35-110кВ			
	730	20 кВ и ниже			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2.7	800	Установка и ввод в	шт.	-	
		работу:			
	810	устройств РПН на			
		трансформаторах с ПБВ			
	820	220 кВ и выше			
	830	35-110 кВ			
	840	20 кВ и ниже			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
	850	регулирующих	шт.	МВ.А	
		трансформаторов			
	860	220 кВ и выше			
	870	35-110 кВ			
	880	20 кВ и ниже			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2.8	900	Установка и ввод в	шт.	-	
		работу на			
		трансформаторах с РПН			
		устройств			
		автоматического			
		регулирования			
		коэффициента			
		трансформации (АРН)			
	910	220 кВ и выше			
	920	35-110 кВ			
	930	20 кВ и ниже			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2.9	1000	Установка и ввод в	шт.	Мвар	
		работу устройств			
		автоматического			
		регулирования мощности			
		батареи статических			
		конденсаторов в			
		электросетях			
	1010	220 кВ и выше			
	1020	35-110 кВ			
	1030	20 кВ и ниже			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
2.10	1100	Установка и ввод в	шт.	МВ.А	
		работу вольто-добавочных			
		трансформаторов с			
		поперечным			
		регулированием			

```

|| 1110 |220 кВ и выше ||||
|| 1120 |35-110кВ ||||
|| 1130 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|2.11 | 1200 |Оптимизация нагрузки | шт. | км ||
|| |электросетей за счет ||||
|| |строительства: ||||
|| 1210 |линий ||||
|| 1220 |220 кВ и выше ||||
|| 1230 |35-110 кВ ||||
|| 1240 |20 кВ и ниже ||||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 1250 |подстанций | шт. | МВ.А ||
|| 1260 |220 кВ и выше ||||
|| 1270 |35-110 кВ ||||
|| 1280 |20 кВ и ниже ||||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 1300 |ввода дополнительных | шт. | МВт ||
|| |генераторов на ||||
|| |электростанциях ||||
|| 1310 |220 кВ и выше ||||
|| 1320 |35-110 кВ ||||
|| 1330 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|2.12 | 1400 |Перевод электросетей | шт. | км ||
|| |на более высокое ||||
|| |номинальное напряжение: ||||
|| 1410 |линий ||||
|| 1420 |220 кВ и выше ||||
|| 1430 |35-110 кВ ||||
|| 1440 |20 кВ и ниже ||||
| +-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|| 1450 |подстанций | шт. | МВ.А ||
|| 1460 |220 кВ и выше ||||
|| 1470 |35-110кВ ||||
|| 1480 |20 кВ и ниже ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|2.13 | |Установка и ввод в | Мвар | - ||
|| |работу компенсирующих ||||
|| |устройств у промышленных|||
|| |потребителей: ||||
|| 1510 |батареи конденсаторов ||||
|| 1520 |статических ||||
|| |компенсаторов (СТК) ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|2.14 | 1600 |Разукрупнение | шт. | - ||
|| |распределительных линий ||||
|| |0,38-35 кВ ||||

```

```

+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|2.15 | 1700 |Установка и ввод в | Мвар | - | |
| | |работу батарей | | | |
| | |конденсаторов для | | | |
| | |продольной компенсации | | | |
| +-----+-----+-----+-----+-----|
| | 1800 |Прочие мероприятия | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----|
+-----+-----+-----+-----+-----|
|3 | | Мероприятия по совершенствованию систем |
| | | расчетного и технического учета электроэнергии |
+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.1 | |Проведение рейдов по | коли- | | |
| | |выявлению неучтенной | чество | | |
| | |электроэнергии: | рейдов | | |
| | 11 |в производственном | | | |
| | |секторе | | | |
| | 12 |в коммунально-бытовом | | | |
| | |секторе | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.2 | 20 |Организация | коли- | | |
| | |равномерного снятия | чество | | |
| | |показаний | про- | | |
| | |электросчетчиков строго | верок | | |
| | |в установленные сроки | | | |
| | |по группам потребителей | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.3 | 30 |Установка | шт. | | |
| | |автоматизированных | | | |
| | |систем учета | | | |
| | |электроэнергии (АСКУЭ): | | | |
| | 31 |коммерческого учета на: | | | |
| | 32 |подстанциях | | | |
| | 33 |электростанциях | | | |
| | 34 |технического учета на: | | | |
| | 35 |подстанциях | | | |
| | 36 |электростанциях | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.4 | 40 |Установка отдельных | шт. | | |
| | |электросчетчиков для | | | |
| | |потребителей, получающих| | | |
| | |электроэнергию от | | | |
| | |трансформаторов | | | |
| | |собственных нужд | | | |
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.5 | 50 |Проведение поверки и | шт. | | |
| | |калибровки | | | |
| | |электросчетчиков с | | | |

```

		просроченными сроками:			
	51	коммерческого учета:			
	52	трехфазных			
	53	однофазных			
	54	технического учета:			
	55	трехфазных			
	56	однофазных			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3.6	60	Пломбирование:	шт.		
	61	электросчетчиков			
	62	клеммных крышек			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3.7	70	Выделение цепей	шт.		
		учета электроэнергии			
		на отдельные обмотки			
		трансформаторов тока			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3.8	80	Устранение недогрузки	шт.		
		и перегрузки:			
	81	цепей тока:			
	82	коммерческого учета			
	83	технического учета			
	84	цепей напряжения:			
	85	коммерческого учета			
	86	технического учета			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3.9	90	Устранение работы	шт.		
		электросчетчиков в			
		недопустимых условиях:			
	91	устранение вибрации			
		оснований, на которых			
		установлены счетчики:			
	92	коммерческого учета			
	93	технического учета			
	95	установка и ввод в			
		работу электрообогрева			
		в зимнее время			
		электросчетчиков:			
	96	коммерческого учета			
	97	технического учета			
+-----+-----+-----+-----+-----+-----					
3.10	100	Установка	шт.		
		электросчетчиков			
		повышенных классов			
		точности:			
	101	коммерческого учета:			
	102	трехфазных			
	103	однофазных			

```

|| 104 |технического учета: ||||
|| 105 |трехфазных ||||
|| 106 |однофазных ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.11 | 110 |Ремонт электросчетчиков:| шт. |||
|| 111 |коммерческого учета: ||||
|| 112 |трехфазных ||||
|| 113 |однофазных ||||
|| 115 |технического учета: ||||
|| 116 |трехфазных ||||
|| 117 |однофазных ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.12 | 120 |Установка | шт. |||
|| |дополнительных: ||||
|| 121 |электросчетчиков: ||||
|| 122 |коммерческого учета ||||
|| 123 |технического учета ||||
|| 124 |трансформаторов тока: ||||
|| 125 |коммерческого учета ||||
|| 126 |технического учета ||||
|| 127 |трансформаторов ||||
|| |напряжения для: ||||
|| 128 |коммерческого учета ||||
|| 129 |технического учета ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.13 | 130 |Проведение проверок ||||
|| |и обеспечение ||||
|| |своевременности и ||||
|| |правильности ||||
|| |снятия показаний ||||
|| |электросчетчиков ||||
|| |на электростанциях и ||||
|| |подстанциях ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.14 | 140 |Проведение проверок ||||
|| |и обеспечение ||||
|| |правильности работы ||||
|| |электросчетчиков на ||||
|| |межсистемных ВЛ и на ||||
|| |генераторах ||||
|| |электростанций ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.15 | 150 |Установка ||||
|| |электросчетчиков ампер- | шт. |||
|| |квadratчасов (потерь) ||||
|| |на линиях ||||
+-----+-----+-----+-----+-----+-----|
|3.16 | 160 |Установка отдельных | шт. |||

```

	электросчетчиков учета	
	электроэнергии,	
	расходуемой на	
	собственные нужды	
	подстанций	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.17	170 Установка	шт.
	электросчетчиков	
	коммерческого учета	
	(АСКУЭ) на границах ЭСО	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.18	180 Составление и анализ	шт.
	небалансов	
	электроэнергии по	
	подстанциям и	
	электростанциям	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.19	190 Контроль и анализ	шт.
	средней оплаты за	
	электроэнергию	
	потребителями	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.20	200 Инвентаризация	шт.
	электросчетчиков	
	коммерческого учета	
	201 однофазных	
	202 трехфазных	
	203 электронных	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.21	210 Компенсация индуктивной	шт.
	нагрузки трансформаторов	
	напряжения	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
3.22	220 Установка на подстанциях	шт.
	с дежурным персоналом	
	сигнализации о выходе из	
	строения высоковольтных	
	предохранителей	
	трансформаторов	
	напряжения	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		
	230 Прочие мероприятия	
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+		

<1> Номер мероприятия по типовому перечню

Таблица 6

Количество и установленная мощность силовых

трансформаторов

_____ на конец базового (200_) года
(наименование ЭСО)

Единица	Высшее	Количество и установленная
мощность, кВ.А	напряжение, кВ	мощность
шт.	тыс. кВ.А	
3-20	До 2500	35
3-20	От 2500 до 10000	35
110-154	От 10000 до 80000	110-154
220	110-154	220
330 однофазные	Более 80000	330 трехфазные
400-500 однофазные	400-500	трехфазные
750-1150		
Итого:		

Примечание - Резервные неиспользуемые трансформаторы, а также специальные трансформаторы для плавки гололеда в таблицу не

!включаются. !

+-----+

Таблица 7

Количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности

(наименование ЭСО)

на конец базового (200_) года

+-----+

! N ! !Номинальное! Количество и !

!п/п! Тип !напряжение,! установленная мощность !

! ! ! кВ +-----!

! ! ! шт., ! Мвар !

! ! ! групп ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

!1 !Шунтирующие масляные ! 3-20 ! ! !

! ! реакторы ! ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! ! 35 ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! ! 110 ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! ! 500 ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! ! 750 ! ! !

+-----+-----+-----+-----!

! Итого: ! ! ! !

+-----+-----+-----+-----!

!2 !СК и генераторы, в ! ! ! !

! ! режиме СК, тыс. кВ.А ! ! ! !

+---+-----+-----!

! ! До 15,0 ! - ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! от 15,0 до 37,5 ! - ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! 50 ! - ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! От 75,0 до 100,0 ! - ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! 160 ! - ! ! !

+-----+-----+-----+-----!

! Итого: ! ! ! !

+-----+-----+-----+-----!

!3 !БСК и СТК ! ! ! !

+---+-----+-----!

! ! 0,38 - 20 кВ ! - ! ! !

+---+-----+-----+-----+-----!

! ! 35 кВ ! - ! ! !

110 кВ	-	
220 кВ и выше	-	
Итого:		

Таблица 8

Протяженность (по цепям) воздушных и кабельных
линий электропередачи
_____ на конец базового (200_) года
(наименование ЭСО)

Класс напряжения	Номер	Протяженность, км
1. От 6 кВ и выше:		
1150кВ	01	
800 кВ	02	
750 кВ	03	
500 кВ	04	
400 кВ	05	
330 кВ	06	
220 кВ	07	
154 кВ	08	
110 кВ	09	
35 кВ	11	
20 кВ	12	
10 кВ	13	
6 кВ	14	
Итого (стр. 01 - 14)	15	

2. Ниже 6 кВ:
3 кВ 16
+-----+-----+-----+-----
2 кВ 17
+-----+-----+-----+-----
500 Вольт и ниже 18
+-----+-----+-----+-----
Итого (стр. 16 - 18) 19
+-----+-----+-----+-----
Всего (стр. 15 + 19) 20
+-----+-----+-----+-----
Кабельные линии
+-----+-----+-----+-----
220 кВ 31
+-----+-----+-----+-----
110 кВ 32
+-----+-----+-----+-----
35 кВ 33
+-----+-----+-----+-----
20 кВ 34
+-----+-----+-----+-----
10 кВ 35
+-----+-----+-----+-----
6 кВ 36
+-----+-----+-----+-----
3 кВ 37
+-----+-----+-----+-----
2 кВ 38
+-----+-----+-----+-----
500 Вольт и ниже 39
+-----+-----+-----+-----
Итого (стр. 31 - 39) 40
+-----+-----+-----+-----+

Таблица 9

Структура технологических потерь электроэнергии

(наименование ЭСО)

млн. кВт.ч

+-----+-----+-----+-----+
Класс Технические Потери, обусловленные Всего
напряжения, кВ потери погрешностью системы
электроэнергии учета электроэнергии
+-----+-----+-----+-----
750
+-----+-----+-----+-----
500
+-----+-----+-----+-----

330
+-----+-----+-----+-----
220
+-----+-----+-----+-----
110
+-----+-----+-----+-----
35-60
+-----+-----+-----+-----
1-20
+-----+-----+-----+-----
0,4
+-----+-----+-----+-----
Итого
+-----+-----+-----+-----

Таблица 10

Баланс электрической энергии в сетях ВН, СНІ, СНІІ и НН

(региональные электрические сети)

млн. кВт.ч

+-----+-----+-----+-----
N Показатели В базовом На регулируемый
п/п периоде период
+-----+-----+-----+-----
1 2 3 4
+-----+-----+-----+-----
1 Отпуск электроэнергии в
сеть ВН,
Всего, в т. ч.:
+-----+-----
от генерирующих компаний
+-----+-----
от других поставщиков
(в т. ч. с оптового рынка)
+-----+-----
от организаций
(сальдо-переток)
+-----+-----+-----+-----
1.1 Технологические потери
электроэнергии в сети ВН
+-----+-----
то же в % к отпуску в
сеть ВН
+-----+-----+-----+-----
1.2 Отпуск из сети ВН, в т. ч.
+-----+-----+-----+-----
1.2.1 потребителям сети ВН,
+-----+-----

		в т. ч. собственным			
		потребителям			
		потребителям, +-----+-----			
		рассчитываемым по прямым			
		договорам			
+-----+-----+-----+-----					
		1.2.2 Сальдо-переток в другие			
		организации			
+-----+-----+-----+-----					
		1.2.3 В сеть СНI			
+-----+-----+-----+-----					
		1.2.4 В сеть СНII			
+-----+-----+-----+-----					
		2 Отпуск электроэнергии в			
		сеть СНI,			
		+-----+-----			
		в т. ч. из сети ВН			
		+-----+-----			
		в т. ч. от генерирующих			
		компаний			
		+-----+-----			
		от других поставщиков			
		(в т. ч. с оптового рынка)			
		+-----+-----			
		от других организаций			
		(сальдо-переток)			
+-----+-----+-----+-----					
		2.1 Технологические потери			
		электроэнергии в сети СНI			
		+-----+-----			
		то же в % к отпуску в сеть			
		СНI			
+-----+-----+-----+-----					
		2.2 Отпуск из сети СНI			
+-----+-----+-----+-----					
		2.2.1 Потребителям сети СНI,			
		в т. ч:			
		+-----+-----			
		собственным потребителям			
		+-----+-----			
		потребителям,			
		рассчитываемым по			
		прямым договорам			
+-----+-----+-----+-----					
		2.2.2 Сальдо-переток в другие			
		организации			
+-----+-----+-----+-----					

|2.2.3 |В сеть СНII |||
 +-----+-----+-----+-----+
 |2.2.4 |В сети НН |||
 +-----+-----+-----+-----+
 | 3 |Отпуск электроэнергии в |||
 ||сеть СНII, |||
 || +-----+-----+
 || в т. ч. из сети ВН |||
 || +-----+-----+
 || из сети СНI |||
 || +-----+-----+
 || в т. ч. от генерирующих |||
 ||компаний |||
 || +-----+-----+
 ||от других поставщиков |||
 ||(в т. ч. с оптового рынка) |||
 || +-----+-----+
 ||от других организаций |||
 ||(сальдо-переток) |||
 +-----+-----+-----+-----+
 | 3.1 |Технологические потери |||
 ||электроэнергии в сети СНII |||
 || +-----+-----+
 ||то же в % к отпуску |||
 ||в сеть СНII |||
 +-----+-----+-----+-----+
 | 3.2 |Отпуск из сети СНII |||
 +-----+-----+-----+-----+
 |3.2.1 |Потребителям сети СНII, |||
 ||в т. ч.: |||
 || +-----+-----+
 ||собственным потребителям |||
 || +-----+-----+
	потребителям,		
	рассчитывающимся по прямым		
	договорам		
+-----+-----+-----+-----+			
3.2.2	Сальдо-переток в другие		
	организации		
+-----+-----+-----+-----+			
3.2.3	В сети НН		
+-----+-----+-----+-----+			
4	Отпуск электроэнергии в сеть		
	НН,		
	+-----+-----+		
	Всего, в т. ч.:		
	+-----+-----+		
	из сети СНI		

```

|| +-----+-----| | |
|| из сети СНII |||
|| +-----+-----|
|| в т. ч. от генерирующих |||
|| компаний от других |||
|| поставщиков (в т. ч. |||
|| с оптового рынка) |||
|| +-----+-----|
|| от других организаций |||
|| (сальдо-переток) |||
+-----+-----+-----+-----|
| 4.1 | Потери электроэнергии в сети |||
|| НН |||
|| +-----+-----|
|| то же в % к отпуску в сеть НН |||
+-----+-----+-----+-----|
| 4.2 | Отпуск из сети НН |||
+-----+-----+-----+-----|
| 4.2.1 | Потребителям сети НН |||
|| +-----+-----|
|| в т. ч. собственным |||
|| потребителям потребителям, |||
|| рассчитывающимся по прямым |||
|| договорам |||
+-----+-----+-----+-----|
| 4.2.2 | Сальдо-переток в другие |||
|| организации |||
+-----+

```

ПРИЛОЖЕНИЕ N 3

к Порядку расчета и обоснования
нормативов технологических потерь
электроэнергии при ее передаче
по электрическим сетям

МЕТОД РАСЧЕТА

нормативных потерь электроэнергии на регулируемый период

1. Нормативные потери электроэнергии (дельта W) на

НПЭ.Р%

каждый год регулируемого периода вычисляются по формуле:

дельта W

НПЭ.Р

дельта W = ----- x 100%, (1)

НПЭ.Р% W

ОС.Р

где

дельта W - абсолютная величина нормативных потерь
НПЭ.Р

электроэнергии на регулируемый период (млн. кВт.ч);

W - отпуск электроэнергии в сеть на регулируемый период
ОС.Р

ЭСО (для федеральной сетевой компании и межрегиональных
магистральных сетевых компаний - отпуск электроэнергии из сети
своей компании).

2. Абсолютная величина нормативных потерь электроэнергии на
регулируемый период определяется по формуле:

дельта W = дельта W + дельта W
НПЭ.Р НТПЭ.Р МСП.Р, (2)

где

дельта W - нормативные технологические потери
НТПЭ.Р

электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на
регулируемый период, определяемые в соответствии с общими
принципами нормирования технологических потерь электроэнергии при
ее передаче по электрическим сетям (раздел III настоящего Порядка),
млн. кВт.ч;

дельта W - норматив снижения потерь электроэнергии на
МСП.Р

регулируемый период, млн. кВт.ч.

3. Норматив снижения потерь электроэнергии на регулируемый
период (дельта W) определяется по формуле:
МСП.Р

дельта W - дельта W

Ф.Б НТПЭ.Б

дельта W = -----, (3)
МСП.Р Т

где

дельта W - фактические потери электроэнергии в базовом году
Ф.Б

(млн. кВт.ч);

дельта W - нормативные технологические потери
НТПЭ.Б

электроэнергии в базовом году (млн. кВт.ч);

Т - период (количество лет), в течение которого фактические
потери будут снижены до величины нормативных технологических потерь
электроэнергии.

4. Норматив снижения потерь электроэнергии на регулируемый
период (дельта W) учитывается при утверждении нормативных
МСП.Р

потерь электроэнергии в случае их обоснования электросетевой
организацией утвержденными программами снижения потерь
электроэнергии по годам в течение периода Т. Программы снижения

потерь электроэнергии разрабатываются ЭСО самостоятельно или по результатам проведения энергоаудита.

5. Период Т устанавливается в соответствии с программой снижения потерь электроэнергии, действующей на этот период. Годовое задание по снижению потерь электроэнергии определяется в соответствии с формулой (3). Распределение этой величины по годам периода Т может быть неравномерным.

ПРИЛОЖЕНИЕ N 4

к Порядку расчета и обоснования
нормативов технологических
потерь электроэнергии при ее
передаче по электрическим сетям

Н О М Е Н К Л А Т У Р А

элементов расхода электроэнергии
на производственные нужды электрических сетей

В номенклатуру производственных нужд (с учетом хозяйственных) входит расход электроэнергии на следующие объекты и виды работ:

- электробойлерные установки, состоящие на балансе электрических сетей;
- дизельные электростанции, состоящие на балансе электрических сетей и находящиеся в консервации или резерве;
- ремонтно-механические и столярные мастерские, находящиеся на балансе электрических сетей;
- склад оборудования и материалов;
- базисный склад топлива;
- административные здания, включая отдельно расположенные служебные помещения различного назначения: учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища в составе ремонтно-производственных баз (РПБ), ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП), зданий подстанций;
- монтажные, наладочные, экспериментальные и ремонтные работы, выполняемые персоналом электрических сетей;
- маслохозяйство;
- автохозяйства, находящиеся в составе электрических сетей;
- учебные комбинаты и полигоны;
- служебные и жилые помещения оперативного персонала подстанций с дежурством на дому;
- другие потребители, обслуживающие основное производство, но непосредственно не связанные с технологическим процессом передачи электроэнергии.