

# Методические указания к выполнению практических работ

## 9.3.1. Общие сведения

При решении задач расчета, анализа, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях применяют следующие основные понятия и определения:

1) *отпуск электроэнергии в электрическую сеть электросетевого предприятия* (далее по тексту ЭСО),  $W_{oc}$  – определяемый как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть,  $W_{пост}$ , и электроэнергии, отпущенной из сети,  $W_{отп}$ :

$$W_{oc} = W_{пост} - W_{отп}. \quad (9.1)$$

Объемы электроэнергии  $W_{пост}$  и  $W_{отп}$  определяются по показаниям счетчиков коммерческого учета электроэнергии, установленным в точках поставки электроэнергии (на границе балансовой принадлежности электрических сетей ЭСО).

В случае отсутствия счетчиков электрической энергии в точке поставки электрическая энергия определяется расчетным путем – суммированием или вычитанием электроэнергии, зафиксированной системой коммерческого учета, расположенного в согласованной между заинтересованными сторонами точке учета, и технических потерь электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

$$W_{тп} = W_{кcy} \pm \Delta W_{т}, \quad (9.2)$$

где  $W_{тп}$  – электроэнергия в точке поставке;  $W_{кcy}$  – электроэнергия в точке коммерческого учета;  $\Delta W_{т}$  – технические потери электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

2) *фактические (отчетные) абсолютные потери электроэнергии*,  $\Delta W_{ф}$ , определяемые как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть, электроэнергии, отпущенной из сети, электроэнергии, потребленной энергопринимающими устройствами,  $W_{п}$ , и расходом электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды подстанции,  $W_{пн}$ :

$$\Delta W_{ф} = W_{пост} - W_{отп} - W_{п} - W_{пн}. \quad (9.3)$$

Для определения объемов потребления электрической энергии присоединенными к распределительным электрическим сетям энергопринимающими устройствами используются показания приборов учета электрической энергии этих устройств.

При отсутствии приборов учета на энергопринимающих устройствах или невозможности снятия с них показаний, а также при временном выводе из эксплуатации средств учета используется способ определения объемов потребленной электрической энергии, согласованный с организациями, осуществляющими снабжение электрической энергией, или организациями, исполняющими функции снятия показаний приборов учета.

3) фактические (отчетные) относительные потери электроэнергии,  $\Delta W_{\phi, \%}$ , определяемые отношением их абсолютного значения к отпуску электроэнергии в электрическую сеть:

$$\Delta W_{\phi, \%} = \frac{\Delta W_{\phi}}{W_{ос}} \cdot 100\% ; \quad (9.4)$$

4) технические потери электроэнергии в линиях и оборудовании электрической сети,  $\Delta W_{т}$ , 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. Технические потери определяются расчетным путем. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций являются структурной составляющей технических потерь и определяются по показаниям счетчиков. Технические потери электроэнергии равны сумме условно-постоянных,  $\Delta W_{уп}$ , и нагрузочных потерь,  $\Delta W_{н}$ :

$$\Delta W_{т} = \Delta W_{уп} + \Delta W_{н} ; \quad (9.5)$$

5) условно-постоянные потери электроэнергии, практически не зависящие от нагрузки потери электроэнергии в следующих элементах:

- стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ,  $\Delta W_{х}$ ;
- на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше,  $\Delta W_{к}$ ;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий 6(10) кВ и выше,  $\Delta W_{ту}$ ;
- шунтирующих реакторах,  $\Delta W_{шр}$ ;
- батареях статических конденсаторов,  $\Delta W_{бск}$ ;
- синхронных компенсаторах (СК),  $\Delta W_{ск}$ ;
- изоляции кабельных линий электропередач 6(10) кВ и выше,  $\Delta W_{из}$ ;
- измерительных трансформаторах тока, напряжения и счетчиках непосредственного включения,  $\Delta W_{тт}$ ,  $\Delta W_{тн}$ ,  $\Delta W_{сч}$ ;
- ограничителях перенапряжения,  $\Delta W_{опн}$ ;
- вентильных разрядниках,  $\Delta W_{рв}$ ;
- устройствах присоединения высокочастотной связи,  $\Delta W_{упвч}$ ;
- соединительных проводах и сборных шинах подстанций,  $\Delta W_{сппс}$ ;

а также определяемые по счетчикам расходы электроэнергии на собственные нужды подстанций,  $\Delta W_{сн}$ , и плавку гололеда,  $\Delta W_{пг}$ ;

$$\begin{aligned} \Delta W_{уп} = & \Delta W_{х} + \Delta W_{к} + \Delta W_{ту} + \Delta W_{шр} + \Delta W_{бск} + \Delta W_{ск} + \\ & + \Delta W_{из} + \Delta W_{тт} + \Delta W_{тн} + \Delta W_{сч} + \Delta W_{опн} + \Delta W_{рв} + \\ & + \Delta W_{упвч} + \Delta W_{сппс} + \Delta W_{пг} + \Delta W_{сн} \end{aligned} \quad (9.6)$$

б) переменные потери электроэнергии – зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- воздушных и кабельных линиях 0,4-1150 кВ,  $\Delta W_{н вл(кл)}$ ;
- обмотках силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ,  $\Delta W_{н т}$ ;
- токоограничивающих реакторах подстанций,  $\Delta W_{н р}$ ;

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta W_{\text{н вл(кл)}} + \Delta W_{\text{н т}} + \Delta W_{\text{н р}}; \quad (9.7)$$

7) *коммерческие потери электроэнергии*, определяемые как разница между фактическими потерями электроэнергии и технологическими потерями в оборудовании электрической сети:

$$\Delta W_{\text{к}} = \Delta W_{\text{ф}} - \Delta W_{\text{т}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}} - \Delta W_{\text{погр}}; \quad (9.8)$$

8) *фактический небаланс электроэнергии в электрической сети*, отнесенный к поступлению электроэнергии в сеть, равен:

$$\text{НБ}_{\text{ф}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{п}} - W_{\text{пн}} - \Delta W_{\text{т}}) / W_{\text{пост}}; \quad (9.9)$$

9) *технологические потери (расход) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям*, определяемые как сумма технических потерь электроэнергии в оборудовании электрической сети ЭСО и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{тпэ}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{погр}}; \quad (9.10)$$

10) *норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям* – значения технологических потерь, определяемые в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО.

$$\Delta W_{\text{нтпэ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{тпэ}}}{W_{\text{ос}}} 100\%. \quad (9.11)$$

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

1. Условно-постоянные потери включают в себя: потери на холостой ход силовых трансформаторов; 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 определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода  $\Delta P_{\text{х}}$ , по формуле:  
где  $T_{\text{р}i}$  - число часов работы оборудования в  $i$ -м режиме;  $U_i$  - напряжение на оборудовании в  $i$ -м режиме;  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение оборудования.

3. Потери электроэнергии в ШР определяются по формуле (9.12) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности  $\Delta P_{\text{р}}$ . Допускается определять потери в ШР на основе данных табл. 9.4.

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (9.12)$$

**Таблица 9.4**

Вид оборудования	Удельные потери электроэнергии при напряжении, кВ	
	10	110
ШР, тыс. кВт·ч/МВ·А в год	84	32
СППС, тыс. кВт·ч на ПС в год	1,3	11

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

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} \cdot T_p, \quad (9.13)$$

где  $\beta_Q$  - коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;  $\Delta P_{ном}$  - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. 9.5.

**Таблица 9.5**

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, при 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

$$\Delta W_{ку} = \Delta p_{ку} S_{ку} T_p, \quad (9.14)$$

где  $\Delta P_{ку}$  - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ;  $S_{ку}$  - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение  $\Delta P_{ку}$  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 табл. 9.6.

**Таблица 9.6**

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс.кВт·ч в год по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22

Примечания 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования -

на три фазы. 2. 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 табл. 9.7.

**Таблица 9.7**

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год
	Нижегородская область
1	2
110ст-1х95	0,62
110ст/2-1х95	0,86
110жб-1х95	1,05
110жб/2-1х95	1,15
110ст-1х120	0,72
110ст/2-1х120	0,96
110жб-1х120	1,15
110жб/2-1х120	1,25

8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности. Для Нижегородской области потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ при напряжении 110 кВ составляют 1,68 тыс.кВт·ч/км в год.

9. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных табл. 9.8 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

**Таблица 9.8**

Число проводов в фазе и сечение, мм <sup>2</sup>	Суммарное сечение проводов в фазе, мм <sup>2</sup>	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду
		Нижегородская область
1х120	120	0,037
1х95	95	0,031

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 табл. 9.9.

**Таблица 9.9**

Сечение, мм <sup>2</sup>	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВтч/км в год, при номинальном напряжении 10 кВ
-----------------------------	--

70	0,86
95	0,99
120	1,08
150	1,17
185	1,28
240	1,67

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 должны быть добавлены к показанию счетчика.

### 9.3.3. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

12. Нагрузочные потери электроэнергии за период  $T$  часов ( $D$  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

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}, \quad (9.15)$$

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

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

$$\Delta W_{н j} = k_{л} k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{экр j} , \quad (9.16)$$

где  $\Delta W_{сут}$  - потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть  $W_{ср.сут}$  и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;  $k_{л}$  - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ 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);  $D_{экр j}$  - эквивалентное число дней в  $j$ -м расчетном интервале, определяемое по формуле

$$D_{экр j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{м i}^2 D_{м i} / W_{м.р}^2 , \quad (9.17)$$

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

При расчете потерь электроэнергии за месяц  $D_{экр j} = D_{м i}$ .

Потери электроэнергии за расчетные сутки  $\Delta W_{сут}$  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  $\Delta W_{сут}$  для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (9.17)  $N_j = 12$ .

Коэффициент  $k_{ф.м}^2$  определяется по формуле:

$$k_{ф.м}^2 = \sum_{i=1}^{D_{м}} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 D_{м}) , \quad (9.18)$$

где  $W_i$  - отпуск электроэнергии в сеть за  $i$ -й день месяца;  $D_{м}$  - число дней в месяце.

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

$$k_{ф.м}^2 = \frac{(D_{р} + k_w^2 D_{н.р}) D_{м}}{(D_{р} + k_w D_{н.р})^2} , \quad (9.19)$$

где  $D_{р}$ ,  $D_{н.р}$  - число рабочих и нерабочих дней в месяце ( $D_{м} = D_{р} + D_{н.р}$ );  $k_w$  - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни  $k_w = W_{н.р} / W_{р}$ .

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

$$\Delta W_{н j} = k_{л} k_{к} \Delta P_{ср} T_j k_{ф}^2 , \quad (9.20)$$

где  $\Delta P_{ср}$  - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;  $k_{ф}^2$  - 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 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{cp}}^2 T), \quad (9.21)$$

где  $P_i$  - значение нагрузки на  $i$ -й ступени графика продолжительностью  $\Delta t_i$ , час;  $m$  - число ступеней графика на расчетном интервале;  $P_{\text{cp}}$  - средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент  $k_k$  в формуле (9.20) принимается равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений  $P_i$  и  $P_{\text{cp}}$  в формуле (9.21) могут использоваться значения тока головного участка  $I_i$  и  $I_{\text{cp}}$ . В этом случае коэффициент  $k_k$  принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.M}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (9.22)$$

где  $k_{\phi.c}^2$  - коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (21);  $k_{\phi.N}^2$  - коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{\text{cp.мес}}^2), \quad (9.23)$$

где  $W_{mi}$  - отпуск электроэнергии в сеть за  $i$ -й месяц расчетного интервала;  $W_{\text{cp.мес}}$  - среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц  $k_{\phi.N}^2 = 1$ .

При отсутствии графика нагрузки значение  $k_{\phi}^2$  определяется по формуле

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (9.24)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети  $k_3$  определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}, \quad (9.25)$$

где  $W_0$  - отпуск электроэнергии в сеть за время  $T$ ;  $T_{\text{max}}$  - число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка  $i$ -го узла определяется по формуле

$$P_{\text{cp } i} = \frac{W_i}{T}, \quad (9.26)$$

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

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

$$\Delta W_{Hj} = k_{\text{л}} k_k \Delta P_{\text{max}} T_j \tau_0, \quad (9.27)$$

где  $\Delta P_{\max}$  - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;  $\tau_o$  - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j) , \quad (9.28)$$

где  $P_{\max}$  - наибольшее значение из  $m$  значений  $P_i$  в расчетном интервале.

Коэффициент  $k_k$  в формуле (9.27) принимается равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений  $P_i$  и  $P_{\max}$  в формуле (9.28) могут использоваться значения тока головного участка  $I_i$  и  $I_{\max}$ . В этом случае коэффициент  $k_k$  принимается равным 1,0.

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

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N \quad (9.29)$$

где  $\tau_c$  - относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (9.28) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения  $\tau_m$  и  $\tau_N$  рассчитываются по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m} ; \quad (9.30)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2), \quad (9.31)$$

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

При расчете потерь за месяц  $\tau_N = 1$ .

При отсутствии графика нагрузки значение  $\tau_o$  определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} . \quad (9.32)$$

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 участка  $F_r$ , мм<sup>2</sup>, отпуском электрической энергии в линию  $W_{0,38}$  за 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:

$$\Delta W_{н0,38} = k_{0,38} \cdot \frac{W_{0,38}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_{\Gamma} \cdot Д} \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (9.33)$$

где  $L_{\text{экв}}$  - эквивалентная длина линии;  $\operatorname{tg} \varphi$  коэффициент реактивной мощности;  $k_{0,38}$  - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \quad (9.34)$$

где  $L_{\text{м}}$  - длина магистрали;  $L_{2-3}$  - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;  $L_1$  - длина однофазных ответвлений.

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 (34) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_{\text{а}} + 4 L_{\text{с}} + 0,6 L_{\text{м}}, \quad (9.35)$$

где  $L_{\text{а}}$ ,  $L_{\text{с}}$ ,  $L_{\text{м}}$  - длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

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

$$k_{0,38} = k_{\text{и}} (9,67 - 3,32d_p - 1,84d_{p2}), \quad (9.36)$$

где  $d_p$  - доля энергии, отпускаемой населению;  $k_{\text{и}}$  - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (9.23) для расчета потерь в  $N$  линиях с суммарными длинами магистралей  $\sum L_{\text{м}}$ , двухфазных и трехфазных ответвлений

$\sum L_{2-3}$  и однофазных ответвлений  $\sum L_1$  в формулу подставляется средний отпуск электроэнергии в одну линию:

$$W_{0,38} = \sum W_{0,38} / N, \quad (9.37)$$

где  $\sum W_{0,38}$  - суммарный отпуск энергии в  $N$  линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент  $k_{0,38}$ , определенный по формуле (36), умножается на коэффициент  $k_N$ , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_N = 1,25 + 0,14 d_p. \quad (9.38)$$

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

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяется, вычитанием 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 ( $\Delta U_1$ ) в процентах по отношению 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:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (9.39)$$

где  $\Delta U$  - потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;  $K_{\text{нер}}$  - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении  $\Delta U$  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, то в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент  $K_{\text{нер}}$  определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}}, \quad (9.40)$$

где  $I_a, I_b, I_c$  - измеренные токовые нагрузки фаз;  $R_{\text{н}} / R_{\phi}$  - отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

$$\begin{aligned} \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\phi} &= 1 & K_{\text{нер}} &= 1,13; \\ \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\phi} &= 2 & K_{\text{нер}} &= 1,2. \end{aligned}$$

Отношение  $\tau/T_{\text{макс}}$  принимают в соответствии со следующими данными:

$T_{\text{макс}}$ ч	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, % в  $K$  линиях 0,38 кВ определяются по формуле

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i}, \quad (9.41)$$

где  $\Delta W_{\%}^i$  - относительные потери электроэнергии в  $i$ -й линии, определенные по формуле (9.39);  $I_i$  - максимальная нагрузка головного участка  $i$ -й линии.

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.

#### **9.3.4. Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии**

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

$$\delta_{\text{погр.Б}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 d_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 d_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} d_1^2}, \quad (9.42)$$

где  $\delta_i$  ( $\delta_j$ ) - погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ЭСО;  $d_i$  ( $d_j$ ) - доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ЭСО;  $n$  - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии;  $m$  - количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;  $k_3$  - количество точек учета 3-фазных потребителей;  $k_1$  - количество точек учета 1-фазных потребителей;  $d_3$  - суммарная доля потребления электроэнергии 3-фазными потребителями (за минусом, учтенных в « $m$ ») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО;  $d_1$  - суммарная доля потребления электроэнергии 1-фазными 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

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = \frac{\delta_{\text{погр.Б}} \cdot W_{\text{пост.Б}}}{100}, \quad (9.43)$$

где  $W_{\text{пост.Б}}$  - поступление электроэнергии в сеть в целом по ЭСО за базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{л}^2}, \quad (9.44)$$

где  $\delta_{сч}$ ,  $\delta_{ТТ}$ ,  $\delta_{ТН}$  - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;  $\delta_{л}$  - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Погрешность от потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН принята случайной как малозначащая величина. При этом  $\delta_{л}$  не должна превышать:

- 0,25% при питании цепей напряжения счетчиков от ТН класса точности 0,5;

- 0,5% при питании от ТН класса точности 1,0;

- 1,5% при питании счетчиков технического учета.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии по классам напряжения, распределяются пропорционально поступлению электроэнергии в сеть этих классов напряжения.