Лекция 2.1 Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии

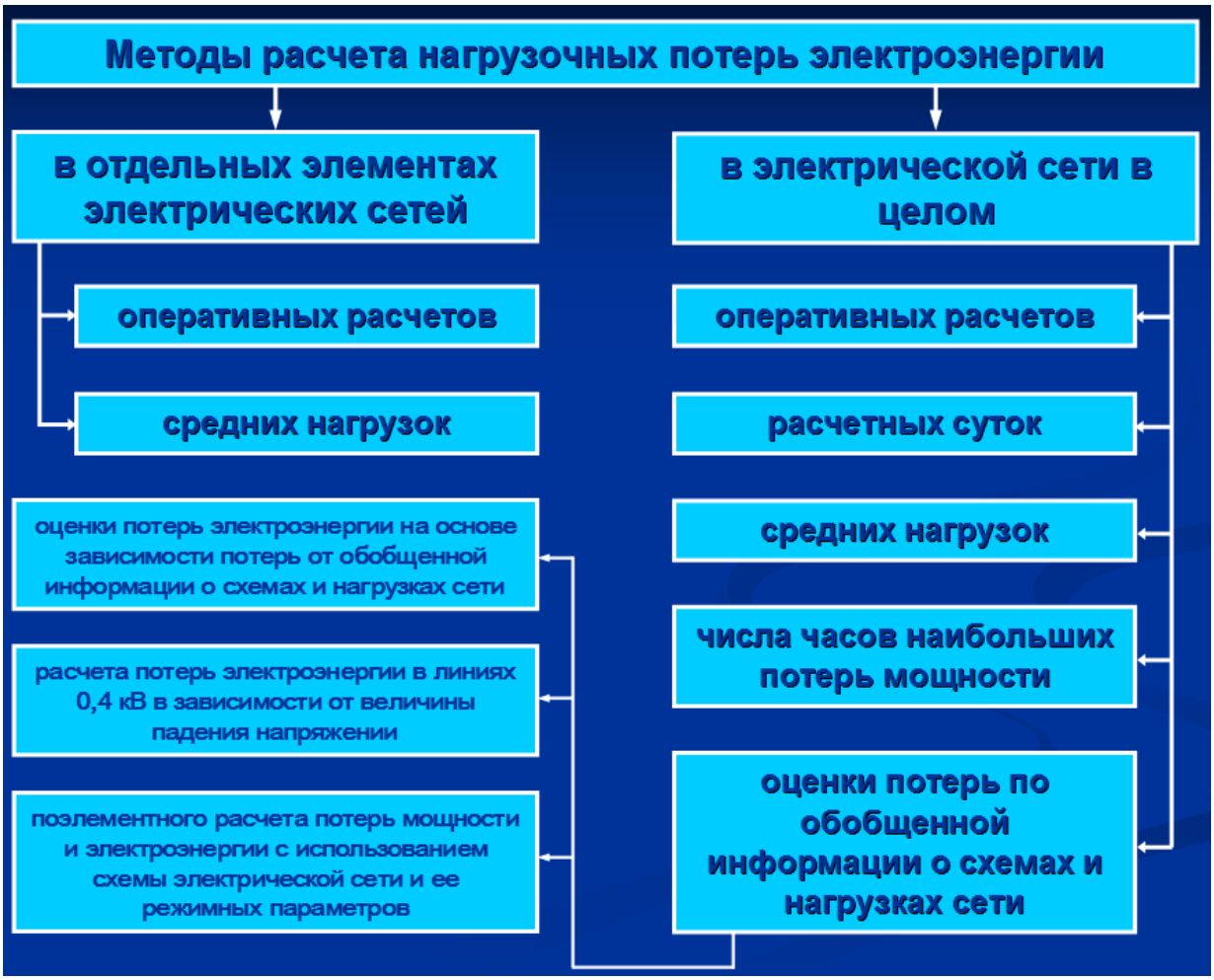
Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

– воздушных и кабельных линиях;

– трансформаторах (автотрансформаторах);

– шинопроводах;

– токоограничивающих реакторах.



Методы на рисунке приведены в порядке понижения их точности (сверху–вниз)

2.1 Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей

Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета):

1) оперативных расчетов;
2) средних нагрузок.

2.1.1 Метод оперативных расчетов

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н\ j} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^{M} (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^{M} (\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j) \cdot 10^3$$

где R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

I_j – токовая нагрузка ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощности ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно;

U_j – значение напряжения на ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ;

Δt_j – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной;

M – количество интервалов времени Δt_j в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе

(трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н\,ТР\,j} = \sum_{j=1}^{M} 3\cdot(I^2_{АТ(ТР)Bj}\cdot R_{АТ(ТР)В} + I^2_{АТ(ТР)Cj}\cdot R_{АТ(ТР)С} + I^2_{АТ(ТР)Hj}\cdot R_{АТ(ТР)Н})\cdot \Delta t_j \cdot 10^{-3} =$$

$$\sum_{j=1}^{M} (\frac{P^2_{АТ(ТР)Bj} + Q^2_{AT(TP)Bj}}{U^2_{AT(TP)Bj}}\cdot R_{АТ(ТР)В} + \frac{P^2_{АТ(ТР)Cj} + Q^2_{AT(TP)Cj}}{U^2_{AT(TP)Cj}}\cdot R_{АТ(ТР)С} +$$

$$+\frac{P^2_{АТ(ТР)Hj} + Q^2_{AT(TP)Hj}}{U^2_{AT(TP)Hj}}\cdot R_{АТ(ТР)Н})\cdot \Delta t_j \cdot 10^3$$

где $P_{АТ(ТР)\,Bj}$, $P_{АТ(ТР)\,Cj}$, $P_{АТ(ТР)\,Hj}$, $Q_{АТ(ТР)\,Bj}$, $Q_{АТ(ТР)\,Cj}$, $Q_{АТ(ТР)\,Hj}$, $I_{АТ(ТР)\,Bj}$, $I_{АТ(ТР)\,Cj}$, $I_{АТ(ТР)\,Hj}$ – значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{АТ(ТР)\,Bj}$, $U_{АТ(ТР)\,Cj}$, $U_{АТ(ТР)\,Hj}$ – значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени Δt_j, кВ;

$R_{АТ(ТР)В}$, $R_{АТ(ТР)С}$, $R_{АТ(ТР)Н}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода Т допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н\,ТОР} = 3\cdot \Delta P_{н\,ТОР}\cdot \sum_{j=1}^{M} (\frac{I_j}{I_н})^2 \cdot \Delta t_j$$

где $\Delta P_{н\ ТОР}$ – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

$I_Н$ – значение номинального тока, А;

I_j – значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А.

2.1.2 Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_н = k_к \cdot \Delta P_{ср} \cdot T \cdot k_ф^2$$

, кВт·ч, (19)

где $\Delta P_{ср}$ – потери мощности в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

$k^2_ф$ – квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

$k_к$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T – число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_ф^2 = \frac{1+2k_з}{3k_з}$$

где $k_з$ – коэффициент заполнения графика определяется по формуле:

$$k_з = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}}$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время Т, кВт·ч;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки, допускается $k_з$ = 0,5.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{ср} = 3 \cdot I_{ср}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}{U_{ср}^2} \cdot R = \frac{P_{ср}^2 \cdot (1 + tg^2\varphi)}{U_{ср}^2} \cdot R \cdot 10^3$$

где $P_{ср}$, $Q_{ср}$ – средние значения активной и реактивной мощности за базовый период Т, МВт, Мвар;

tgφ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$U_{ср}$ – среднее напряжение элемента за базовый период Т, кВ;

$I_{ср}$ – среднее значение токовой нагрузки;

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T},$$

$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos\varphi},$$

Где W_T – электроэнергия в узле за базовый период Т, кВт·ч.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н\,AT(TP)} = k_к \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_ф^2$$

где $\Delta P_{ср}$ – потери мощности в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) ри средних за базовый период нагрузках, кВт.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\Delta P_{н\,AT(ТР)} = 3 \cdot (I^2_{СР\,AT(ТР)В} \cdot R_{AT(ТР)В} + I^2_{СР\,AT(ТР)С} \cdot R_{AT(ТР)С} + I^2_{СР\,AT(ТР)Н} \cdot R_{AT(ТР)Н}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= (\frac{P^2_{СР\,AT(ТР)В} + Q^2_{CP\,AT(TP)B}}{U^2_{CP\,AT(TP)B}} \cdot R_{AT(ТР)В} + \frac{P^2_{СР\,AT(ТР)С} + Q^2_{CP\,AT(TP)C}}{U^2_{CP\,AT(TP)C}} \cdot R_{AT(ТР)С} +$$

$$+ \frac{P^2_{СР\,AT(ТР)Н} + Q^2_{CP\,AT(TP)H}}{U^2_{CP\,AT(TP)H}} \cdot R_{AT(ТР)Н}) \cdot 10^3 = (\frac{P^2_{СР\,AT(ТР)В} \cdot (1 + tg^2\varphi)}{U^2_{CP\,AT(TP)B}} \cdot R_{AT(ТР)В} +$$

$$+ \frac{P^2_{СР\,AT(ТР)С} \cdot (1 + tg^2\varphi)}{U^2_{CP\,AT(TP)C}} \cdot R_{AT(ТР)С} + \frac{P^2_{СР\,AT(ТР)Н} \cdot (1 + tg^2\varphi)}{U^2_{CP\,AT(TP)H}} \cdot R_{AT(ТР)Н}) \cdot 10^3$$

где $P_{СР\ AT(ТР)\ В}$, $P_{СР\ AT(ТР)\ С}$, $P_{СР\ AT(ТР)\ Н}$, $Q_{СР\ AT(ТР)\ В}$, $Q_{СР\ AT(ТР)\ С}$, $Q_{СР\ AT(ТР)\ Н}$, $I_{СР\ AT(ТР)В}$, $I_{СР\ AT(ТР)С}$, $I_{СР\ AT(ТР)Н}$ – средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за базовый период Т по обмоткам

автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{СР\ АТ(ТР)\ В}$, $U_{СР\ АТ(ТР)\ С}$, $U_{СР\ АТ(ТР)\ Н}$ – средние значения напряжения за базовый период Т по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), кВ;

tgφ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{АТ(ТР)\ В}$, $R_{АТ(ТР)\ С}$ $R_{АТ(ТР)\ Н}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется для каждой обмотки отдельно.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за базовый период Т допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери мощности в токоограничивающем реакторе с использованием среднего рабочего тока за базовый период Т:

$$\Delta W_{н\,ТОР} = k_к \cdot \Delta P_{н\,ТОР\ ср} \cdot T \cdot k_ф^2$$

где $\Delta P_{н\ ТОР\ ср}$ – потери мощности в токоограничивающем реакторе при средних за базовый период нагрузках узлов, кВт.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в токоограничивающем реакторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{н\,ТОР} = 3 \cdot \Delta P_{н\,ТОР} \cdot \left(\frac{I_{ср}}{I_н} \right)^2,$$

где $I_{ср}$ – значение среднего рабочего тока в базовом периоде Т, А.

2.2 Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за 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 базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

2.2.1 Метод оперативных расчетов

Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^{n} R_i \cdot \sum_{j=1}^{m} I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}$$

где n – число элементов сети;

Δt_{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 и автоматизированных систем учета электрической энергии.

2.2.2 Метод расчетных суток

Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н\,j} = k_л \;\; k_{ф.м}^2 \;\; \Delta W_{сут} \;\; Д_{экв\,j}$$

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, кВт·ч;

$k_л$ – 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;

$k_{ф.м}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$Д_{экв\;j}$ – эквивалентное число дней в *j*-м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$Д_{экв\,j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{м\,i}^2 \;\; Д_{м\,i} \,/\, W_{м.р}^2,$$

где $W_{м\;i}$ – отпуск электроэнергии в сеть в i-м месяце с числом дней $Д_{м\;i}$, кВт·ч;

$W_{м.р}$ – то же, в базовом месяце, кВт·ч;

N_j – число месяцев в *j*-м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $Д_{экв\,j} = Д_{м\,i}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в базовом 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 $N_j = 12$.

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

$$k^2_{ф.м} = \sum_{i=1}^{Д_м} W_i^2 / (W^2_{ср.сут}\ Д_м),$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за *i*-й день месяца, кВт·ч;

$Д_м$ – число дней в месяце.

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

$$k^2_{ф.м} = \frac{(Д_р + k_w{}^2 Д_{н.р})Д_м}{(Д_р + k_w Д_{н.р})^2},$$

где $Д_р$, $Д_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($Д_м = Д_р + Д_{н.р}$);

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

2.2.3 Метод средних нагрузок

Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н\,j} = k_л\, k_к\ \Delta P_{ср}\ T_j\ k^2_ф$$

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

$k^2_ф$ – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

$k_к$ – 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:

$$k_{ф}^{2} = \sum_{i=1}^{m} P_i^2 \Delta t_i / (P_{ср}^2 \, T)$$

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

m – число ступеней графика на расчетном интервале;

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

Коэффициент k_k в формуле принимается равным 0,99.

Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{ср}$ в формуле могут использоваться значения тока головного участка I_i и $I_{ср}$. В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{ф}^{2} = k_{ф.с}^{2} \cdot k_{ф.м}^{2} \cdot k_{ф.N}^{2}$$

где $k^2_{ф.с}$ – квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров;

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

$$k_{фN}^{2} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{мi}^{2} / (N_j \cdot W_{ср.мес}^{2}),$$

где $W_{м\,i}$ – отпуск электроэнергии в сеть за i-й месяц расчетного интервала, кВт·ч;

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

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

При отсутствии графика нагрузки значение $k_ф^2$ определяется по формуле:

$$k_{ф}^{2} = \frac{1 + 2k_з}{3k_з}.$$

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

$$k_з = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T, кВт·ч;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i-го узла определяется по формуле:

$$P_{cp\,i} = \frac{W_i}{T}$$

где W_i – энергия, потребленная (генерированная) в *i*-м узле за время *T*, кВт·ч.

2.2.4 Метод числа часов наибольших потерь мощности

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

$$\Delta W_{н\,j} = k_л k_k \; \Delta P_{\max} \; T_j \; \tau_o$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

τ_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:

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

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

Коэффициент k_k в формуле принимается равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле 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:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_м \cdot \tau_N$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения $\tau_м$ и τ_N рассчитывается по формулам:

$$\tau_м = \frac{Д_р + k_w{}^2 Д_{н.р}}{Д_м},$$

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

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

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

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_з^2}{3}$$

2.2.5 Группа методов оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

Группу методов 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:

– оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;

– расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжении;

– поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Потери электроэнергии в *N* линиях 0,4 кВ со средним сечением

головных участков $F_{г\ ср}$, мм^2, отпуском электроэнергии в линии $W_{0,4}$, тыс. кВт·ч, за период Д, дней, рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети (*) по формуле:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1-d_н)^2 \cdot (1+tg^2\varphi) \cdot L_{экв}}{F_{г\,ср} \cdot Д} \cdot \frac{1+2 \cdot k_з}{3 \cdot k_з},$$

где $L_{экв}$ – эквивалентная суммарная длина линий, км;

tg φ – средний коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;

$d_н$ – доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1–2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ.

Примечание:

Метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети может применяться для расчета потерь электроэнергии в совокупности линий общим количеством не менее суммарного количества линий, отходящих от 100 шт. ТП 6–20/0,4 кВ или более. Для электрических сетей меньшего объема применяются:

– метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

– метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения.

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле*:

$$L_{экв} = L_м + 0{,}44\ L_{2–3} + 0{,}22\ L_1\ ,\ км$$

где $L_м$ – суммарная длина магистралей N линий 0,4 кВ, км;

$L_{2–3}$ – суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км;

L_1 – суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

** Примечания:*

1. При определении магистрали одной линии 0,4 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

2. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включаются электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу подставляют длины линий, определяемые по следующей формуле:

$$L = L_а + 4\,L_с + 0{,}6\,L_{мед}\text{, км}$$

где $L_а$, $L_с$, $L_{мед}$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно, км.

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле:

$$k_{0,4} = k_u\,(7{,}78 - 2{,}67d_p - 1{,}48d_p^2)\cdot(1{,}25+0{,}14\cdot d_p)$$

где d_p – доля энергии, отпускаемой населению по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ, о.е.;

k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Коэффициент $F_{г\,ср}$ определяется по формуле:

$$F_{г\,ср} = \frac{\sum_{i=1}^{N} F_{гi}\cdot L_{гi}}{\sum_{i=1}^{N} L_{гi}}, \qquad \text{мм}^2,$$

где $F_{гi}$ – сечение головного участка i-ой линии, мм^2;

$L_{гi}$ – длина головного участка i-ой линии, км.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности, принимается $k_з = 0{,}5$; $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,4 кВ, ее значение определяется, вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6–20 кВ, потерь в оборудовании 6–20 кВ и энергии, отпущенной в трансформаторные подстанции (далее – ТП) 6–20/0,4 кВ, энергии, отпущенной потребителям, подключенным к шинам ТП и линии 0,4 кВ, находящиеся на балансе

потребителей.

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 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 потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ (от % отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7\,\text{К}_{\text{нер}}\,\Delta\text{U}\,\frac{\tau}{\text{Т}_{\text{макс}}},$$

где ΔU – потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

$К_{нер}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU 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 $К_{нер}$ определяется по формуле:

$$\text{К}_{\text{нер}} = 3\,\frac{Ia^2 + I\text{в}^2 + Ic^2}{(Ia + I\text{в} + Ic)^2}\cdot\left(1 + 1{,}5\,\frac{\text{Rн}}{\text{Rф}}\right) - 1{,}5\,\frac{R\text{н}}{\text{Rф}},$$

где Iа, Iв, Iс – измеренные токовые нагрузки фаз;

$R_н/R_ф$ – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

– для линий с $R_н/R_ф=1$ $К_{нер}=1,13$;

– для линий с $R_н/R_ф=2$ $К_{нер}=1,2$.

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

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

Относительные потери электроэнергии, %, в *К* линиях 0,4 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%\Sigma} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{K} \cdot \Delta W_{\%}^{i} \cdot I_i}{\sum\limits_{i=1}^{K} I_i},$$

где $\Delta W_{\%}^{i}$ – относительные потери электроэнергии в *i*-й линии;

I_i – максимальная нагрузка головного участка i-й линии.

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации, а также при расчете потерь электроэнергии в отдельных линиях 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Расчеты потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжении и поэлементные расчеты потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров допускается проводить по случайной выборке распределительных линий 0,4 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества ТП 6–20/0,4 кВ, если это количество превышает 100 шт.