

Потери мощности и электроэнергии в элементах электроэнергетических систем

- Основные определения и термины
- Структура потерь мощности и электроэнергии
- Потери мощности в линиях
- Потери мощности в трансформаторах
- Методы определения потерь электроэнергии

Потери энергии

- При передаче электроэнергии от источников к потребителям часть выработанной на электростанциях энергии расходуется в электрических сетях на **нагрев проводников и магнитопроводов, создание электрических и магнитных полей** и является необходимым технологическим расходом на ее передачу.
- В связи с тем, что полезно отпущенная потребителям энергия меньше, чем энергия, выработанная электрическими станциями, технологический расход энергии на ее передачу обычно называют **потерями энергии**.

$$\Delta W = W_{ГЕН} - W_{ПОТР}.$$

Энергия и потери энергии

- Электрическая энергия, как и потери электрической энергии, являются интегральными величинами, значения которых зависят от периода времени. Если электроэнергия, получаемая потребителем при неизменной на заданном интервале времени мощности, определяется по формуле:

$$W = P \cdot \Delta t,$$

- то потери электроэнергии при указанных условиях можно определить так:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \Delta t.$$

Очевидно, что потери электроэнергии связаны с потерями активной мощности

Потери мощности

- Под потерями мощности следует понимать потери энергии за интервал времени, кратный периоду.
- Различают потери активной мощности и потери реактивной мощности.
- В виду объективных причин, под потерями энергии в дальнейшем следует понимать потери активной энергии

Структура потерь мощности и электроэнергии

- Все потери мощности в элементах электроэнергетической системы принято подразделять на **три вида**:
- **Отчетная величина потерь** электроэнергии в энергосистеме – разность между количеством электроэнергии, отпущенной в сеть (электрическими станциями, энергосистемами и т.д.) и величиной реализованной электроэнергии (сумма оплаченных счетов от потребителей).
- **Расчетная (техническая) величина потерь** определяется по известным параметрам режимов работы сети и параметрам элементов сети (расход электроэнергии на нагрев и создание электромагнитных полей).
- **Коммерческие потери** – разность между отчетными и техническими потерями (несовершенство системы учета, неодновременность и неточность снятия показаний, погрешность приборов, хищения и т.д.).

Структура потерь мощности и электроэнергии

Кроме того, потери мощности в линиях и трансформаторах принято подразделять на две группы: **нагрузочные потери и потери холостого хода.**

Потери активной мощности ΔP			
Нагрузочные потери активной мощности		Потери активной мощности холостого хода	
Нагрев проводов ВЛ и жил кабелей	Нагрев обмоток трансформаторов и автотрансформаторов	Потери на корону и утечки через изоляцию ЛЭП	Потери в сердечниках трансформаторов и автотрансформаторов

Структура потерь мощности и электроэнергии

- **Нагрузочные потери** - это потери в продольных ветвях схем замещения, т.е. в сопротивлениях линий и трансформаторов. Они определяются величиной протекающего тока или мощности и могут быть рассчитаны по формулам:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r = 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot r = \frac{S^2}{U^2} \cdot r = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r = \frac{P^2 \cdot r}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi},$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot x = 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot x = \frac{S^2}{U^2} \cdot x = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot x = \frac{P^2 \cdot x}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi},$$

- где I , I_a , I_p - модуль полного тока, активная и реактивная составляющие тока, протекающего по сопротивлениям;
- S , P , Q - модуль полной мощности, активная и реактивная мощности, передаваемые по линии или трансформатору.

Структура потерь мощности и электроэнергии

- **Потери холостого хода**, как в линиях, так и в трансформаторах не зависят от мощности нагрузки и определяются конструктивными особенностями этих элементов сети и напряжением. Под потерями холостого хода понимают **потери в поперечных элементах системы (проводимостях)**.
- Удельные значения потерь мощности холостого хода для линий электропередачи и для трансформаторов приводятся в справочниках (смотри схемы замещения).

Структура потерь мощности и электроэнергии

- В большинстве случаев для расчетов потерь электроэнергии и мощности потери холостого хода **в линиях** допускается не учитывать из-за малого значения этих величин. Поэтому в расчетах потерь мощности и энергии в линиях учитываются только **нагрузочные потери**.
- Потери холостого хода **в трансформаторах и автотрансформаторах** могут достигать существенных значений. Поэтому при расчетах потерь в трансформаторах и автотрансформаторах **следует учитывать** как потери в сопротивлениях обмоток (**нагрузочные потери**), так и потери в проводимостях (**потери холостого хода**).

Потери мощности в трансформаторах

- Потери активной мощности в обмотках трансформаторов могут быть определены не только по сопротивлениям, но и по паспортным данным. Для двухобмоточного трансформатора они равны:

$$\Delta P_{ОБ} = \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{НАГР}}{S_{НОМ}} \right)^2,$$

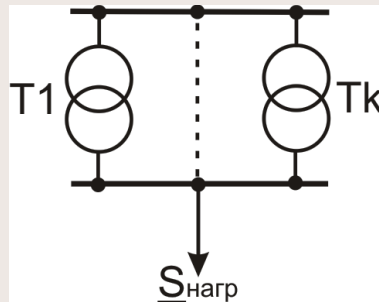
для трехобмоточного трансформатора:

$$\Delta P_{ОБ} = \frac{\Delta P_K}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \sum_{i=1}^3 S_{НАГРi}^2,$$

где $S_{НАГРi}$ - мощность нагрузки i -ой обмотки трехобмоточного трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах

- Если на подстанции с суммарной нагрузкой $S_{НАГР}$ работают параллельно k одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в k раз меньше, а проводимости в k раз больше.

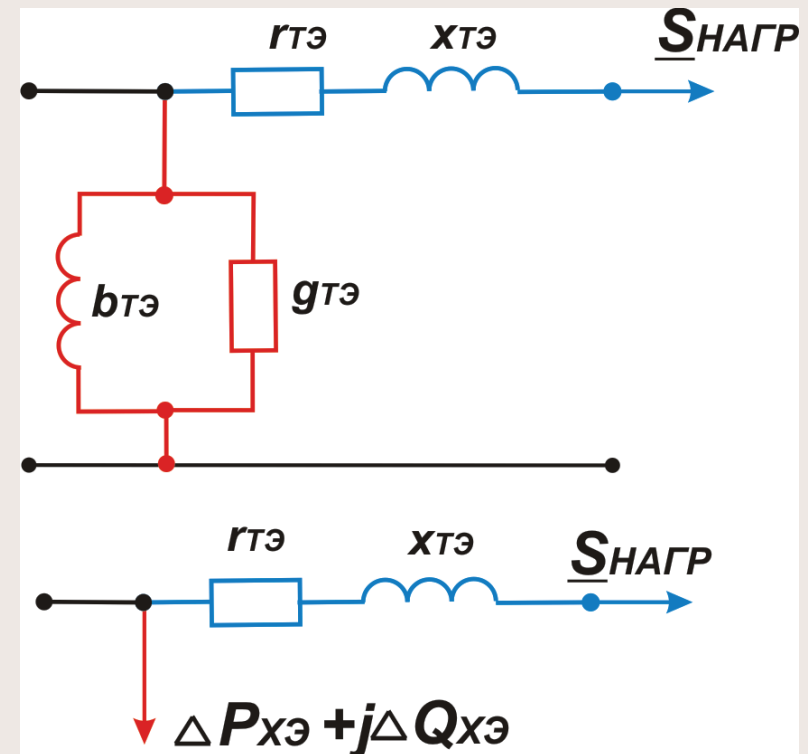


$$r_{TЭ} = \frac{r_T}{k}; \quad x_{TЭ} = \frac{x_T}{k};$$

$$g_{TЭ} = k \cdot g_T; \quad b_{TЭ} = k \cdot b_T;$$

$$\Delta S_{XЭ} = \Delta P_{XЭ} + j\Delta Q_{XЭ};$$

$$\Delta S_{XЭ} = k \cdot \Delta P_X + jk \cdot \Delta Q_X.$$



Потери мощности в трансформаторах

- Если учесть это, то получим следующие выражения для суммарных потерь мощности:

$$\Delta P = \Delta P_X + \Delta P_H = k \cdot \Delta P_X + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}^2} \cdot S_{НАГР}^2,$$

$$\Delta Q = \Delta Q_X + \Delta Q_H = k \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{K\%}}{100 \cdot S_{НОМ}} \cdot S_{НАГР}^2.$$

При задании нагрузки током $I_{НАГР}$ формулы можно представить в виде:

$$\Delta P = k \cdot \Delta P_X + \frac{1}{k} \cdot 3 \cdot I_{НАГР}^2 \cdot r_T,$$

$$\Delta Q = k \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{k} \cdot 3 \cdot I_{НАГР}^2 \cdot x_T.$$

Потери мощности в трансформаторах

- Потери мощности в k параллельно работающих **трехобмоточных** трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P = k \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{k \cdot 2} \left(\frac{S_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} + \frac{S_{CH}^2}{S_{НОМ}^2} + \frac{S_{HH}^2}{S_{НОМ}^2} \right),$$

$$\Delta Q = k \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{k \cdot 100 \cdot S_{НОМ}} \left(u_{KB\%} S_{BH}^2 + u_{KC\%} S_{CH}^2 + u_{KH\%} S_{HH}^2 \right),$$

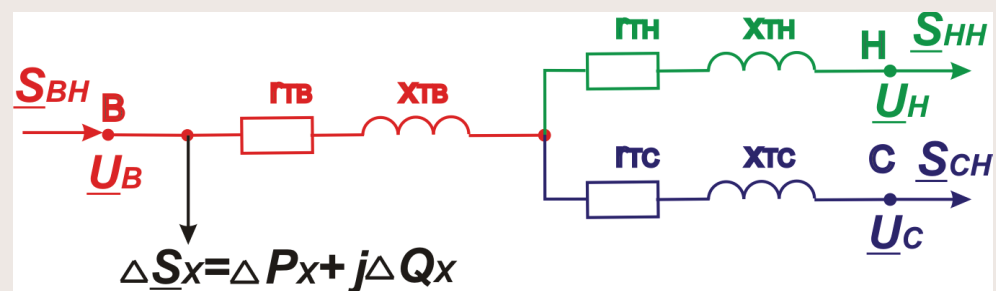
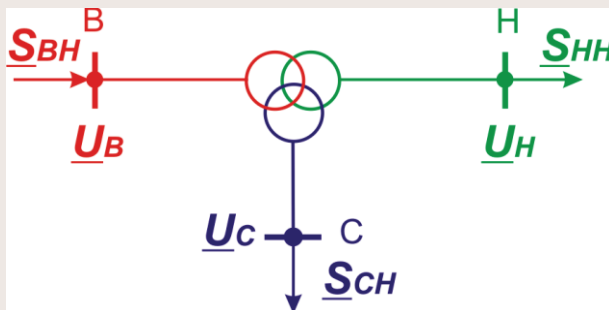
- где S_{BH} , S_{CH} , S_{HH} — соответственно мощности, протекающие по обмоткам **высшего, среднего и низшего напряжения**.

Потери мощности в трансформаторах

- Потери мощности в k параллельно работающих **трехобмоточных** трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P = k \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{k \cdot 2} \left(\frac{S_{BH}^2}{S_{HOM}^2} + \frac{S_{CH}^2}{S_{HOM}^2} + \frac{S_{HH}^2}{S_{HOM}^2} \right),$$

$$\Delta Q = k \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{HOM} + \frac{1}{k \cdot 100 \cdot S_{HOM}} (u_{KB\%} S_{BH}^2 + u_{KC\%} S_{CH}^2 + u_{KH\%} S_{HH}^2),$$

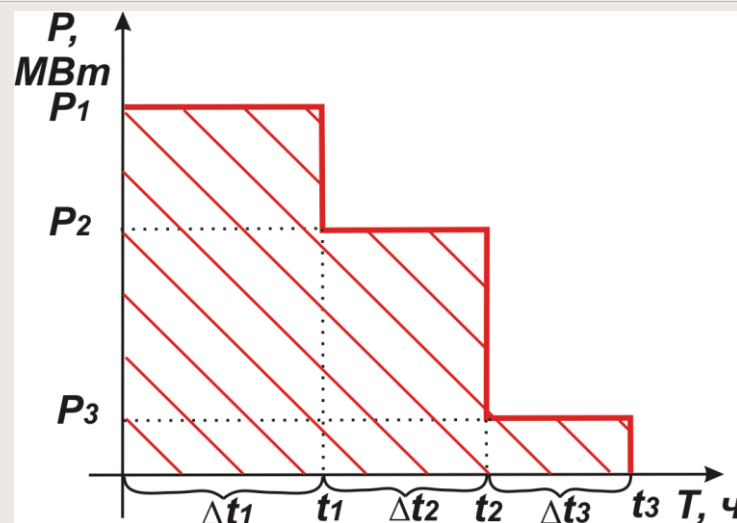


Методы определения потерь электроэнергии

- Определение потерь электроэнергии **по графику нагрузки** (метод графического интегрирования)
- Определение потерь электроэнергии методом **среднеквадратичного тока** (среднеквадратичной мощности)
- Определение потерь электроэнергии **по времени наибольших потерь**

Определение потерь электроэнергии по графику нагрузки (метод графического интегрирования)

- Метод заключается в вычислении потерь электроэнергии на каждой ступени графика нагрузки и дальнейшем суммировании этих величин.



Потери энергии в элементе электрической сети определяются по формуле:

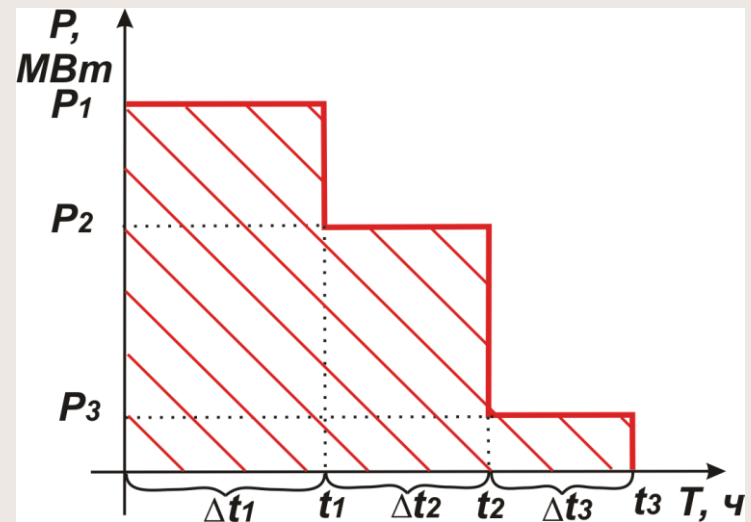
$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \cdot \Delta t_i,$$

где ΔP_i - потери мощности на i ступени графика нагрузки;
 Δt_i - интервал времени (длительность i ступени графика нагрузки);

N – количество ступеней графика нагрузки.

Определение потерь электроэнергии по графику нагрузки (метод графического интегрирования)

- Метод имеет высокую степень точности, но необходимость графика нагрузок делает его трудоемким и не позволяет использовать метод графического интегрирования в процессе проектирования.



Потери энергии в элементе электрической сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \cdot \Delta t_i,$$

где ΔP_i - потери мощности на i ступени графика нагрузки;
 Δt_i - интервал времени (длительность i ступени графика нагрузки);

N – количество ступеней графика нагрузки.

Определение потерь электроэнергии методом среднеквадратичного тока (среднеквадратичной мощности)

- Достоинство этого метода в том, что среднеквадратичный ток (или мощность) вычисляется только один раз для серии расчетов.
- Среднеквадратичный ток $I_{CP.KB.}$ – это такой условный неизменный по величине ток, при протекании которого по сети в течение расчетного периода выделяются те же потери энергии, что и при протекании действительного тока, изменяющегося по графику нагрузки.

$$\Delta W = 3 \cdot r \cdot \int_0^T I_i^2 dt = 3 \cdot I_{CP.KB.}^2 \cdot r \cdot T.$$

Определение потерь электроэнергии методом среднеквадратичного тока (среднеквадратичной мощности)

- Среднеквадратичный ток можно определить:

$$I_{CP.KB.} = \sqrt{\frac{I_1^2 \cdot \Delta t_1 + I_2^2 \cdot \Delta t_2 + I_3^2 \cdot \Delta t_3 + \dots + I_n^2 \cdot \Delta t_n}{T}},$$

где T – интервал времени, за который необходимо определить потери;
 n – количество ступеней графика нагрузки.

Переходя от тока к мощности, можно записать:

$$\Delta W = \frac{r}{U_{НОМ}^2} \int_0^T S_i^2 dt = \frac{r}{U_{НОМ}^2} \cdot S_{CP.KB.}^2 \cdot T,$$

где $S_{CP.KB.}$ - среднеквадратичная мощность, которая определяется по формуле:

$$S_{CP.KB.} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + S_3^2 \cdot \Delta t_3 + \dots + S_n^2 \cdot \Delta t_n}{T}}.$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

- Одним из наиболее простых методов, используемых для приближенной оценки потерь электрической энергии, в частности, на стадии проектирования электрических сетей, является расчет по времени максимальных (наибольших) потерь.
- В результате анализа формул для определения потерь мощности можно заключить, что нагрузочные потери пропорциональны квадрату полной мощности, передаваемой через элемент системы.

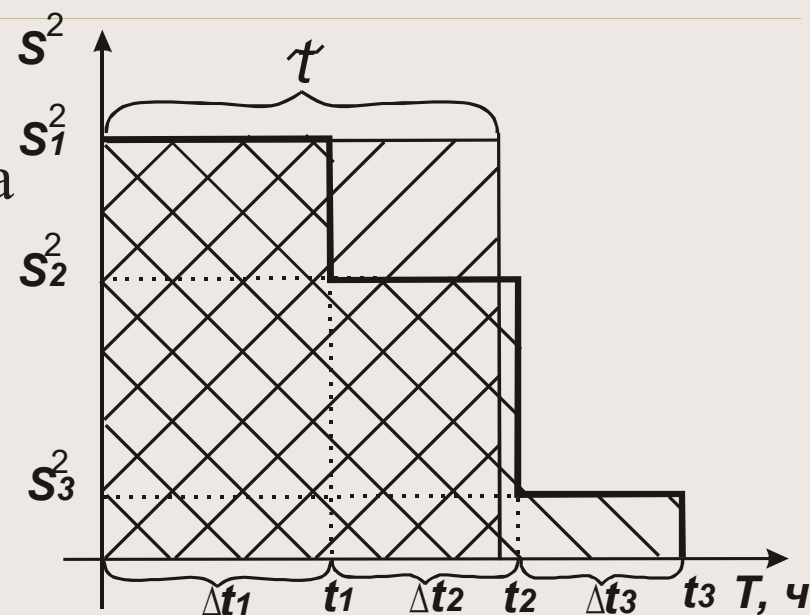
$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r = 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot r = \frac{S^2}{U^2} \cdot r = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r = \frac{P^2 \cdot r}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi},$$

- Поэтому, считая, что , $\frac{r}{U_{НОМ}^2} = const$

можно записать: $\Delta W_i \sim S^2 i \cdot \Delta t_i$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

- Следовательно, для трехступенчатого графика нагрузки, приведенного ранее, можно построить зависимость $S^2 = f(t)$.



- **Время наибольших потерь (τ)** представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади, ограниченной графиком зависимости $S^2 = f(t)$ и координатными осями.
- **Эта площадь пропорциональна потерям электроэнергии**

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

- Поэтому можно записать:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \cdot \Delta t_i = \frac{r}{U_{НОМ}^2} \cdot \sum_{i=1}^N S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{r}{U_{НОМ}^2} \cdot S_{НБ}^2 \cdot \tau = \Delta P_{НБ} \cdot \tau.$$

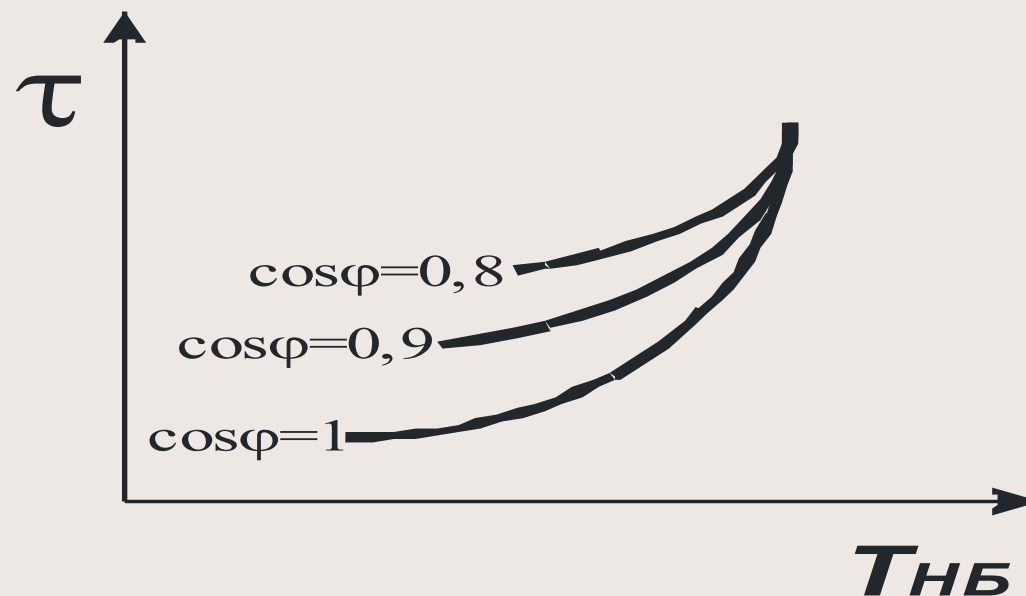
- Временем наибольших потерь τ** называется время, за которое при передаче наибольшей нагрузки в сети возникнут те же потери электроэнергии, что и при работе сети по действительному графику нагрузки.
- Это условное время, которое при определении потерь электрической энергии за год может быть определено по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{НБ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760.$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

- Время наибольших потерь τ может быть определено и по «кривым Глазунова»

$$(\tau = \Psi(T_{НБ}, \cos \varphi))$$



Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

Порядок расчета потерь по методу τ

- Определяют время использования наибольшей нагрузки $T_{НБ}$.
- Одним из перечисленных способов находят величину времени наибольших потерь τ .
- Для режима наибольших нагрузок определяют величину потерь активной мощности $\Delta P_{НБ}$.
- По формуле $\Delta W = \Delta P_{НБ} \cdot \tau$ определяют потери электроэнергии.

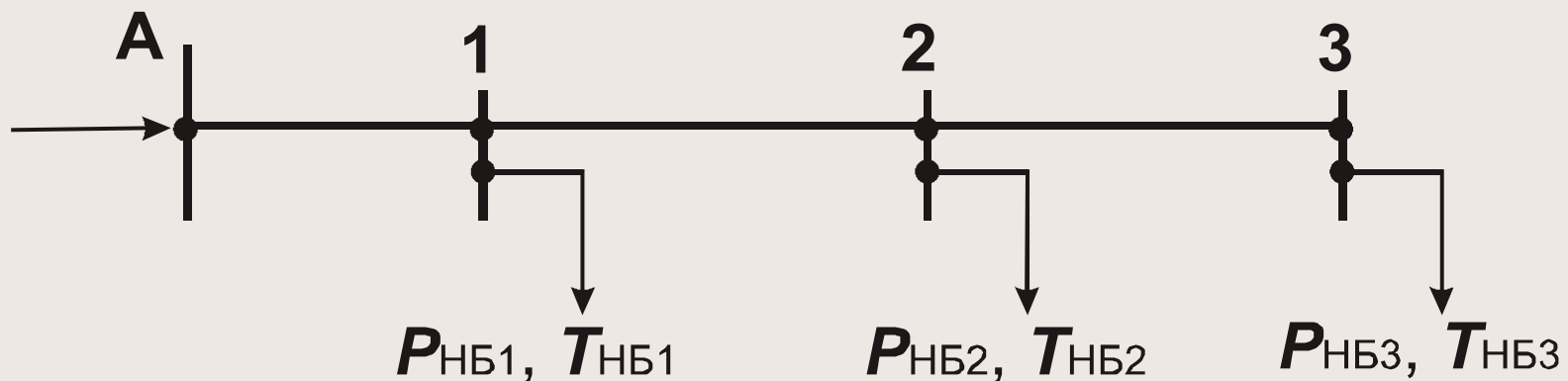
Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

Недостатки метода:

- **Большая погрешность расчетов**, обусловленная предположением о том, что графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. $\cos \varphi = \text{const}$.
- Данный метод невозможно использовать для определения потерь в элементах, имеющих переменное активное сопротивление (линии со стальными проводами).

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

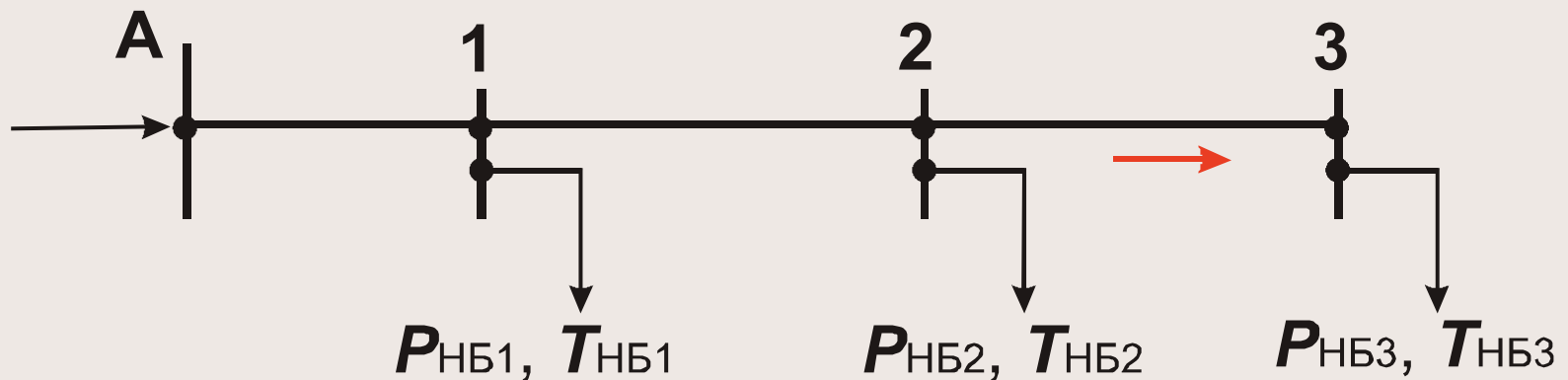
Некоторые особенности использования метода при передаче мощности по участку сети к нескольким потребителям, характеризующимся отличающимися величинами $T_{НБ}$ и $P_{НБ}$.



В рассматриваемом случае необходимо определять **средневзвешенное значение времени использования наибольшей нагрузки** для каждого участка сети.

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

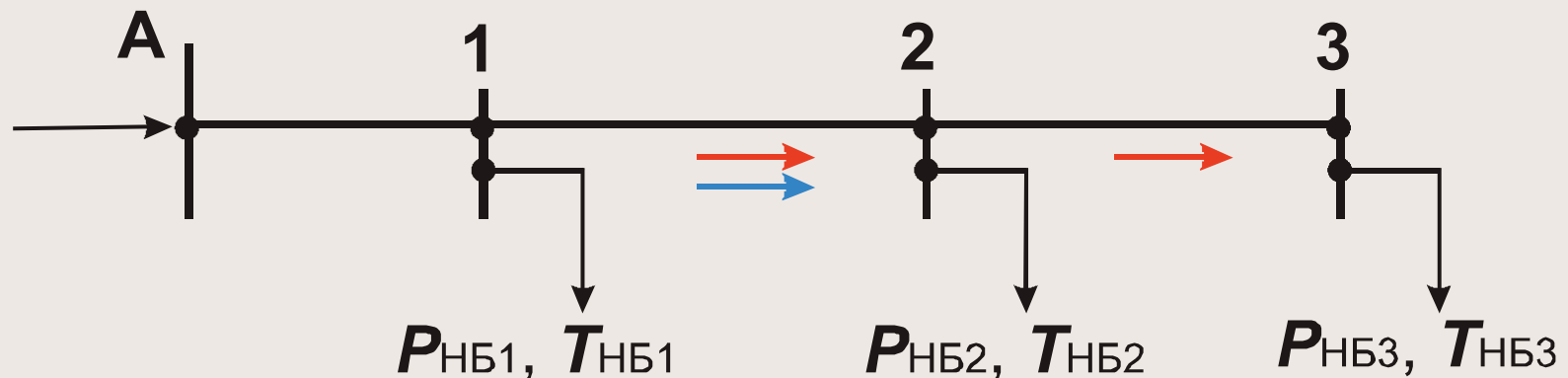
Так как по участку 2-3 протекает только мощность нагрузки 3, то значение $T_{НБ\ 2-3}$ будет равно значению $T_{НБ\ 3}$.



$$T_{НБ\ 2-3} = T_{НБ\ 3}$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

По участку 1-2 протекают мощности узла 3 и узла 2.

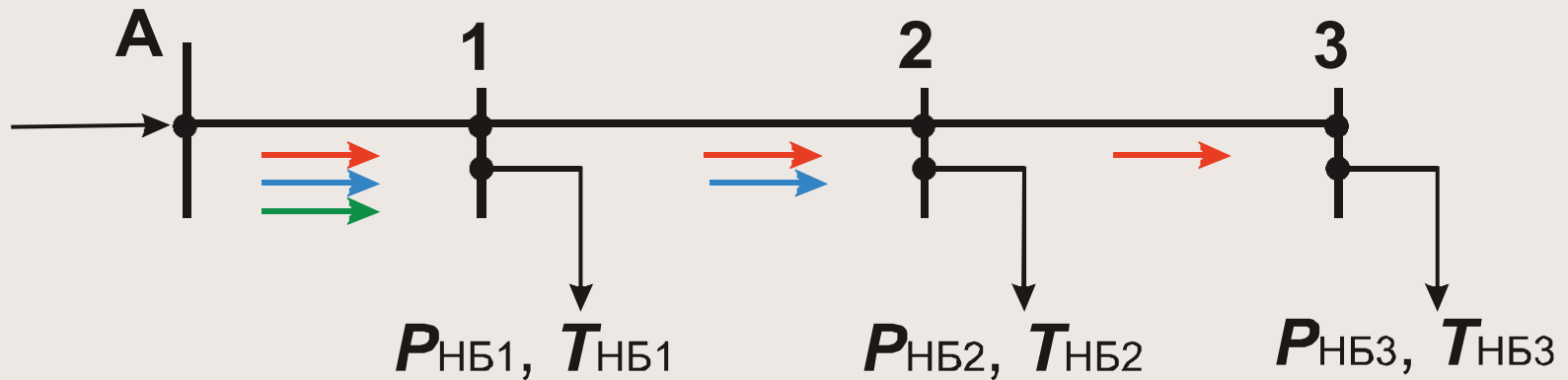


Поэтому для участка 1-2 аналогичная величина определяется по формуле:

$$T_{НБ1-2} = \frac{P_{НБ2} \cdot T_{НБ2} + P_{НБ3} \cdot T_{НБ3}}{P_{НБ2} + P_{НБ3}},$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

Так как по участку А-1 протекают мощности всех нагрузок,



то для участка А-1 применима формула:

$$T_{НБ\text{ }А-1} = \frac{P_{НБ1} \cdot T_{НБ1} + P_{НБ2} \cdot T_{НБ2} + P_{НБ3} \cdot T_{НБ3}}{P_{НБ1} + P_{НБ2} + P_{НБ3}},$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

В общем случае формула для определения средневзвешенной величины времени использования наибольшей нагрузки имеет вид:

$$T_{НБ.СР.} = \frac{W}{k_{рма} \cdot P_{НБ}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{НБi} \cdot T_{НБi}}{k_{рма} \cdot \sum_{i=1}^N P_{НБi}},$$

где $k_{рма}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки активной мощности, который при совпадении максимумов нагрузок различных пунктов равен 1.

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

В общем случае формула для определения средневзвешенной величины времени использования наибольшей нагрузки имеет вид:

$$T_{НБ.ср.} = \frac{W}{k_{рма} \cdot P_{НБ}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{НБi} \cdot T_{НБi}}{k_{рма} \cdot \sum_{i=1}^N P_{НБi}},$$

Указанную особенность необходимо учитывать и при расчете потерь электроэнергии в понижающих **трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах**, у которых по обмотке высшего напряжения протекают мощности, равные сумме мощностей обмоток среднего и низшего напряжения.

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

При большом числе нагрузок, имеющих различные значения коэффициента мощности ($\cos \varphi$), для определения величины τ пользуются средневзвешенным значением данного параметра, определяемого по формуле:

$$\cos \varphi_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{HBi} \cdot \cos \varphi_i}{\sum_{i=1}^N P_{HBi}}.$$

Источники дополнительных сведений

- **Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 588 с.**
- **Электрические системы. Т. 2. Электрические сети/ Под ред. В.А. Веникова. - М.: Высшая школа, 1971. - 440 с.**
- **Передача и распределение электрической энергии. Учебное пособие. / Герасименко А.А., Федин В.Т. - Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. - 715, [2] с. – (Высшее образование).**
- **Боровиков В.А. и др. Электрические сети энергетических систем. Изд. 3-е, переработанное. Л., «Энергия», 1977.**
- **Черепанова Г.А., Вычегжанин А.В. Установившиеся режимы электрических сетей в примерах и задачах. - Киров: изд. ВятГУ, 2009 - 114 с.**

1. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

1. Удельное активное сопротивление проводника фазы линии в зависимости от температуры окружающей среды Θ

$$r_{\Theta} = r_0(1 + 0,004(\Theta - 20)),$$

где r_0 – в Ом/км, Θ – в град.

2. Удельное активное сопротивление фазы линии соответственно при нерасщепленной и расщепленной фазе воздушной линии

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F} \quad ; \quad r_0' = \frac{r_0}{N}, \text{ Ом/км.}$$

3. Удельное реактивное сопротивление фазы линии

$$\begin{aligned} x_0 = x_0 + x_0 &= \left(2\pi f \cdot 4,61g \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 2\pi f \cdot 0,5\mu \right) 10^{-4} = \\ &= 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157, \text{ Ом/км,} \end{aligned}$$

где r_{np} и D_{cp} – в см.

4. Удельное индуктивное сопротивление при расщепленной фазе воздушной линии

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{R_{ЭК}} + \frac{0,0157}{N}, \text{ Ом/км.}$$

5. Среднегеометрическое расстояние между фазами

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}.$$

38. Нагрузочные потери электроэнергии по методу средних нагрузок

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T \cdot k_{\phi}^2;$$

для периода, равного году

$$k_{\phi} = \frac{1090}{T_{\text{нб}}} + 0,876.$$

39. Энергия

$$W = P_{\text{нб}} T_{\text{нб а}}.$$

40. Волновое сопротивление линии

$$\underline{Z}_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = Z_B e^{-j\xi_B}.$$

41. Постоянная распространения электромагнитной волны

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0.$$

42. Волновая длина линии

$$\lambda_B = \alpha \cdot L.$$

43. Скорость распространения электромагнитной волны

$$v = \frac{\omega}{\alpha}.$$

44. Натуральная мощность линии электропередачи

$$\underline{S}_{\text{нат}} = \frac{U^2}{\underline{Z}_B^*}.$$

69. Крутизна частотной характеристики регулирования n генераторов системы

$$k_{г.с} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i\text{ ном}} k_{гi})}{P_{\text{сист}}}.$$

70. Крутизна совмещенной частотной характеристики системы

$$k_c = k_{г.с} + \frac{k_n}{k_p}.$$

71. Отклонение частоты в системе, возникающее в процессе первичного регулирования при появлении дефицита мощности ΔP

$$\Delta f = f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{(k_{г.с} k_p + k_n) P_n}.$$

72. Дефицит мощности в системе, вызвавший отклонение частоты Δf в процессе первичного регулирования

$$\Delta P = (k_{г.с} k_p + k_n) P_n \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}.$$

73. Мощность компенсирующего устройства поперечной компенсации с учетом статических характеристик нагрузки, необходимая для изменения напряжения с U_2 до $U_{2ж}$:

$$Q_k = \frac{(U_{2ж} - U_2) U_{2ж}}{X} + (P_{2ж} - P_2) \frac{U_{2ж}}{U_2} \frac{R}{X} + (Q_{2ж} - Q_2) \frac{U_{2ж}}{U_2}.$$

2. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ФОРМУЛАХ

P, Q, S – соответственно активная, реактивная и полная мощности;
 R, X – активное и реактивное сопротивление;
 I – ток;
 U – напряжение;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмотки трансформатора, линии;
 r_0 – удельное активное сопротивление линии при температуре окружающей среды $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 L, ℓ – длина линии;
 $r_{\text{пр}}$ – радиус провода;
 x_0', x_0'' – соответственно внешнее и внутреннее удельное реактивное сопротивление линии;
 x_0 – удельное реактивное сопротивление линии;
 μ – магнитная проницаемость материала провода;
 f – частота переменного тока, Гц;
 ω – циклическая частота;
 $D_{\text{AB}}, D_{\text{BC}}, D_{\text{CA}}$ – расстояние между проводами соответственно фаз А, В, С;
 c_0 – рабочая емкость;
 b_0 – удельная реактивная проводимость линии;
 Q_b – зарядная мощность линии;
 $\Delta P_{\text{к0}}$ – удельные среднегодовые потери мощности на корону;
 $\Delta P_{\text{к}}$ – среднегодовые потери мощности на корону;
потери короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\text{к}}$ – критическое напряжение короны;
 m_0 – коэффициент гладкости (шероховатости) провода;
 $m_{\text{п}}$ – коэффициент погоды;
 δ – коэффициент состояния атмосферы;
 $R_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус расщепленной фазы;
 N – количество проводов в расщепленной фазе;
 $a_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы (шаг расщепления фазы);
 F – площадь сечения провода;
 $F_{\text{ст}}$ – площадь сечения стальной части провода;
 $r_{\text{р}}$ – радиус расщепления;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 $\Delta P_{\text{кВ}}, \Delta P_{\text{кС}}, \Delta P_{\text{кН}}$ – потери короткого замыкания для обмоток высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора;
 $\Delta P_{\text{кВН}}, \Delta P_{\text{кВС}}, \Delta P_{\text{кСН}}$ – потери короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора;
 $U_{\text{к}}, \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\text{кВ}}, \%, U_{\text{кС}}, \%, U_{\text{кН}}, \%$ – напряжения короткого замыкания для обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора;
 $U_{\text{кВН}}, U_{\text{кВС}}, U_{\text{кСН}}$ – напряжения короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора;
 $\Delta P_{\text{х}}$ – потери активной мощности холостого хода;
 $\Delta Q_{\text{х}}$ – потери реактивной мощности холостого хода;
 $I_{\text{х}}, \%$ – ток холостого хода трансформатора;
 $S_{\text{тип}}$ – типовая мощность автотрансформатора;
 β – коэффициент затухания волны;
 α – коэффициент изменения фазы волны;
 $\underline{Z}_{\text{в}}$ – волновое сопротивление линии;
 $\xi_{\text{в}}$ – аргумент волнового сопротивления;
 $\underline{A}, \underline{B}, \underline{C}, \underline{D}$ – постоянные четырехполюсника;
 $\Delta \underline{U}$ – падение напряжения в элементе сети;
 ΔU – потеря напряжения, продольная составляющая падения напряжения;
 δU – поперечная составляющая падения напряжения;
 ΔP_j – потери активной мощности в элементе сети в j -м режиме;
 $\Delta P_{\text{ср}}$ – средние потери активной мощности;
 ΔQ_j – потери реактивной мощности в элементе сети в j -м режиме;
 T – период времени;
 $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;
 \underline{S}_i – мощность в узле сети;
 $\underline{S}_{ij}, \underline{Z}_{ij}$ – мощность и полное сопротивление участка ij ;
 \underline{n}_{ij} – коэффициент трансформации на участке ij ;
 $T_{\text{нб}}$ – время использования наибольшей полной нагрузки;
 $T_{\text{нб а}}$ – время использования наибольшей активной нагрузки;
 $T_{\text{ср. взв}}$ – средневзвешенное время использования наибольшей нагрузки;
 τ – время наибольших потерь;
 n – количество участков контура;

U_0 – напряжение опорного узла;
 K – капитальные затраты;
 E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (банковский процент по ссуде);
 E – норма дисконтирования;
 $K_{лэп}, K_T$ – соответственно стоимость линии, трансформатора;
 $K_{ру}$ – стоимость распределительного устройства;
 $K_{пост}$ – постоянная часть капитальных затрат в подстанцию;
 p – отчисления от капитальных затрат на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание;
 $K_{л}$ – ликвидная стоимость;
 W – количество электроэнергии;
 $\Delta W, \Delta W_x$ – потери электроэнергии нагрузочные и холостого хода;
 β_x и β_n – удельная стоимость 1 кВт·ч потерь энергии соответственно холостого хода и нагрузочных потерь;
 $I_{нб}$ – наибольшее значение тока;
 J_9 – нормативная экономическая плотность тока;
 $\Delta U_{а доп}$ – допустимая потеря напряжения в активном сопротивлении линии;
 ρ – удельное сопротивление материала проводника;
 γ – удельная проводимость материала проводника;
 I_{il}, P_{il} – ток и активная мощность в i -й линии.
 $\varepsilon_v, \varepsilon_n$ – коэффициенты ограничений мощности потребителя при аварии и плановом ремонте;
 α, β – удельные ущербы от аварийных и плановых ограничений электроснабжения;
 ω_v – параметр потока отказов;
 ω_n – параметр потока плановых отключений;
 T_v, T_n – среднее время восстановления при аварийном и плановом ремонте;
 $k_{г.и}$ – крутизна частотной статической характеристики генератора;
 k_n – крутизна частотной статической характеристики нагрузки;
 k_p – коэффициент резерва активной мощности в системе.
 R_t – результат, достигнутый в год t .

Задача 5

Задан вариант линии электропередачи (табл. 26, 27) и годовой график активной нагрузки по продолжительности, а также коэффициент мощности на каждой ступени графика нагрузки (табл. 28).

Вычертить годовые графики активной и полной нагрузки по продолжительности и определить нагрузочные потери электрической энергии следующими методами:

- 1) графического интегрирования (по заданному графику нагрузки); **5 задача**
- 2) среднеквадратичной мощности и тока; **6 задача**
- 3) времени наибольших потерь; **7 задача**

Среднеквадратичную мощность и время наибольших потерь вычислить двумя способами:

- 1) на основе годового графика нагрузки по продолжительности;
- 2) приближенным способом по эмпирическим зависимостям через понятие времени использования наибольшей нагрузки.

Вычислить различия в потерях энергии (в процентах) по различным методам, приняв за эталонный метод графического интегрирования.

Результаты расчетов свести в табл. 29.

Таблица 26

Параметры линии электропередачи

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Площадь сечения проводов марки АС	Длина линии, км	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
1	35	70/11	10	3
2	35	95/16	10	4
3	35	95/16	15	5
4	35	120/19	20	7
5	35	120/19	30	6
6	35	150/24	25	9

Окончание табл. 26

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Площадь сечения про- водов марки АС	Длина линии, км	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
7	110	70/11	30	15
8	110	95/16	40	12
9	110	95/16	35	20
10	110	120/19	40	25
11	110	120/19	20	40
12	110	150/24	45	30
13	110	185/29	50	35
14	110	240/32	55	40
15	220	240/32	150	100
16	220	240/32	190	80
17	220	300/39	170	120
18	220	400/51	190	140
19	220	500/64	200	160
20	220	500/64	180	190
21	35	120/19	27	7
22	110	150/24	37	28
23	110	185/29	36	27
24	110	240/32	28	32
25	110	240/32	34	26
26	220	300/39	120	96
27	220	400/51	160	130
28	35	70/11	13	5
29	35	150/24	16	8
30	110	70/11	26	24

Таблица 27

Количество цепей линии электропередачи

Номер варианта	Количество цепей
1–3	1
4–6	2
7–10	3

Таблица 28

Годовой график нагрузки по продолжительности

Номер ступеней графика нагрузки	1	2	3	4
Значение нагрузки в долях от наибольшей передаваемой активной мощности	1,0	0,8	0,6	0,4
Длительность ступеней, ч	1000	2000	3000	2760
Коэффициент мощности	0,9	0,85	0,82	0,79

Таблица 29

Результаты расчетов потерь электроэнергии в линии

Метод		Потери энергии, МВт·ч	Потери энергии в процентах от передаваемой энергии	Погрешность расчета, %
Графического интегрирования				
Среднеквадратичной мощности	Способ 1			
	Способ 2			
Времени наибольших потерь	Способ 1			
	Способ 2			

Задача 6, 7 - выполнить расчеты и занести результаты в таблицу 29 выше

Задача 8

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Определить крутизну частотной статической характеристики системы (совместно потребителей и электростанций), в которую входят n турбогенераторов тепловых электростанций, каждый мощностью P_n с крутизной частотной характеристики $k_{г.н}$ и m гидрогенераторов мощностью P_m каждый с крутизной характеристики $k_{г.м}$. Половина турбогенераторов и половина гидрогенераторов загружены до номинальной мощности, другая половина - до 0,6 номинальной мощности. Крутизна частотной статической характеристики нагрузки $k_H = 2,5$. Значения n , P_n , $k_{г.н}$, m , P_m , $k_{г.м}$ и k_H принять из табл. 30, 31 для заданного преподавателем варианта.

Таблица 30

Исходные данные о количестве и мощности генераторов

Номер варианта	1-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-20	21-25	26-30
n , шт.	30	26	24	34	42	18	22	28
P_n , МВт	200	100	150	200	100	300	300	100
m , шт.	20	28	36	14	12	16	18	12
P_m , МВт	50	60	20	70	40	30	40	50

Таблица 31

Исходные данные о крутизне статических характеристик

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$k_{г.н}$	15	18	20	22	25	15	17	23	20	17
$k_{г.м}$	30	35	40	45	50	25	30	35	30	35
k_H	2,5	2,1	2,3	1,8	2,0	2,4	1,7	1,9	2,2	1,6

Номер варианта	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$k_{г.н}$	25	23	14	21	19	20	15	24	18	19
$k_{г.м}$	48	34	28	43	35	35	34	39	32	29
k_H	1,9	2,0	2,1	1,7	2,0	2,3	1,8	1,9	2,1	1,9

Номер варианта	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$k_{г.н}$	15	22	22	28	15	18	19	28	28	18
$k_{г.м}$	30	36	29	51	25	35	39	49	52	39
k_H	1,9	2,0	2,3	2,3	2,0	2,3	1,9	1,9	2,2	2,1

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий напряжением 35–220 кВ

Площадь сечения проводов марки АС, мм ²	Фактическая площадь сечения алюминиевой части провода, мм ²	Диаметр провода, мм	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	b ₀ 10 ⁻⁶ , См/км	ΔР _{к0} , кВт/км (среднегодовые)	Длительно допустимый ток, А
Напряжение 35 кВ							
70/11	68,0	11,4	0,428	0,432	—	—	265
95/16	95,4	13,5	0,306	0,421	—	—	330
120/19	118,0	15,2	0,249	0,414	—	—	390
150/24	149,0	17,1	0,198	0,406	—	—	450
Напряжение 110 кВ							
70/11	68,0	11,4	0,428	0,444	2,55	0,13	265
95/16	95,4	13,5	0,306	0,434	2,61		330
120/19	118,0	15,2	0,249	0,427	2,66		390
150/24	149,0	17,1	0,198	0,420	2,70		450
185/29	181,0	18,8	0,162	0,413	2,75		510
240/32	244,0	21,6	0,121	0,405	2,81	605	
Напряжение 220 кВ							
240/32	244,0	21,6	0,121	0,435	2,60	1,5	605
300/39	301,0	24,0	0,098	0,429	2,64		710
400/51	394,0	27,5	0,075	0,420	2,70		825
500/64	490,0	30,6	0,060	0,413	2,74		945

Приложение 2

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий напряжением 330–750 кВ

Площадь сечения проводов марки АС, мм ²	Для одного провода			Количество проводов в фазе	Шаг расщепления фазы, см	330 кВ				500 кВ				750 кВ			
	Фактическая площадь сечения алюминиевой части провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Длительно допустимый ток, А			r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	ΔP_{K0} , кВт/км (среднегодовые)	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	ΔP_{K0} , кВт/км (среднегодовые)	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	ΔP_{K0} , кВт/км (среднегодовые)
2×240/32	244,0	21,6	605	2	45	0,0600	0,331	3,38	4,0	—	—	—	—	—	—	—	—
2×300/39	288,3	22,1	710	2	50	0,0480	0,328	3,41		—	—	—	—	—	—	—	—
2×400/51	394,0	27,5	825	2	55	0,0375	0,323	3,46		—	—	—	—	—	—	—	—
3×300/66	288,5	24,5	680	3	60	—	—	—	—	0,034	0,310	3,97	10,6	—	—	—	—
3×400/51	394,0	27,5	825	3	60	—	—	—	—	0,025	0,306	3,62		—	—	—	—
3×500/64	490,0	30,6	945	3	50	—	—	—	—	0,020	0,304	3,64		—	—	—	—
4×400/93	406,0	29,1	850	4	60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,019	0,289	4,13	16,5
4×500/64	490,0	30,6	945	4	60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,015	0,303	3,90	
5×240/56	241,0	22,4	610	5	60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,024	0,308	3,76	
5×300/66	288,5	24,5	680	5	65	—	—	—	—	—	—	—	—	0,021	0,288	4,11	
5×400/51	394,0	27,5	825	5	60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,015	0,286	4,13	

Данные алюминиевых проводов

Площадь сечения проводов марки А, мм ²	Фактическая площадь сечения алюминия, мм ²	Диаметр провода, мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км при напряжении, кВ			Длительно допустимый ток, А
				0,38	6	10	
25	24,7	6,4	1,15	0,319	0,389	0,402	135
35	34,5	7,5	0,835	0,308	0,380	0,391	170
50	49,5	9,0	0,578	0,297	0,369	0,380	215
70	69,3	10,7	0,413	0,283	0,355	0,366	265
95	92,4	12,3	0,311	0,274	0,346	0,347	325
120	117,0	14,0	0,246	—	0,338	0,339	375

Приложение 4

Параметры кабелей напряжением 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

Площадь сечения жилы, мм ²	r ₀ , Ом/км, жилы		x ₀ , Ом/км, при расположении кабелей		I _{доп} , А, при расположении кабелей в земле			
	медной	алюминиевой	треугольником	горизонтально	треугольником		горизонтально	
					Медная жила	Алюминиевая жила	Медная жила	Алюминиевая жила
50	0,387	0,641	0,126	0,184	220	170	230	175
70	0,268	0,443	0,119	0,177	270	210	280	215
95	0,193	0,320	0,112	0,170	320	250	335	260
120	0,153	0,253	0,108	0,166	360	280	380	395
150	0,124	0,206	0,106	0,164	410	320	430	330
185	0,099	0,164	0,103	0,161	460	360	485	375
240	0,075	0,125	0,099	0,157	530	415	560	440
300	0,060	0,100	0,096	0,154	600	475	640	495
400	0,047	0,078	0,093	0,151	680	540	730	570
500	0,037	0,061	0,090	0,148	750	610	830	650
630	0,028	0,046	0,087	0,145	830	680	940	750
800	0,022	0,037	0,083	0,142	920	735	1030	820

Данные кабелей с пропитанной бумажной изоляцией

Площадь сечения жилы, мм ²	r ₀ , Ом/км, для жил		x ₀ , Ом/км, при напряжении, кВ			
	медных	алюминиевых	0,38	6	10	35
10	1,84	3,10	0,073	0,110	–	–
16	1,15	1,94	0,068	0,102	0,113	–
25	0,74	1,24	0,066	0,091	0,099	–
35	0,52	0,89	0,064	0,087	0,095	–
50	0,37	0,62	0,063	0,083	0,090	–
70	0,26	0,443	0,061	0,080	0,086	0,137
95	0,194	0,326	0,060	0,078	0,083	0,126
120	0,153	0,258	0,060	0,076	0,081	0,120
150	0,122	0,206	0,060	0,074	0,079	0,116
185	0,099	0,167	0,060	0,073	0,077	0,113
240	0,077	0,129	0,059	0,071	0,075	0,111
300	0,061	0,103	–	–	–	0,097

Приложение 6

Длительно допустимая токовая нагрузка кабелей напряжением 10 кВ
с пропитанной бумажной изоляцией

Площадь сечения жилы, мм ²	Допустимый ток, А, кабелей			
	с медными жилами		с алюминиевыми жилами	
	Способ прокладки			
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
16	92	89	74	67
25	119	115	91	87
35	144	142	110	106
50	176	175	134	132
70	212	219	162	161
95	251	265	192	194
120	284	305	218	234
150	318	349	246	264
185	352	393	275	298
240	396	455	314	347

Длительно допустимая токовая нагрузка кабелей напряжением до 1 кВ
с пропитанной бумажной изоляцией

Площадь сечения жилы, мм ²	Допустимый ток, А, кабелей			
	с медными жилами		с алюминиевыми жилами	
	Способ прокладки			
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
6	58	53	45	40
10	78	73	60	55
16	102	97	79	72
25	134	127	102	95
35	163	157	126	118
50	200	195	153	146
70	241	247	184	180
95	287	301	219	218
120	325	348	248	261
150	404	451	314	300
185	404	451	314	342
240	455	522	359	402

Данные двухобмоточных трансформаторов напряжением 35–220 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	U _{ном} обмоток, кВ			Каталожные данные				Расчетные данные			
		ВН	НН		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар	
ТМ-100/35	0,1	35	0,4		6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6	
ТМ-160/35	0,16	35	0,4; 0,69		6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8	
ТМ-250/35	0,25	35	0,4; 0,69		6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7	
ТМН-400/35	0,4	35	0,4; 0,69		6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6	
ТМН-630/35	0,63	35	0,4; 0,69; 6,3; 11		6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15,0	
ТМН-1000/35	1,0	35	0,4; 0,69; 6,3; 11		6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4	
ТМН-1600/35	1,6	35	6,3; 11		6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6	
ТМН-2500/35	2,5	35	6,3; 11		6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5	
ТМН-4000/35	4,0	35	6,3; 11		7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40,0	
ТМН-6300/35	6,3	35	6,3; 11		7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7	
ТД-10000/35	10	38,5	6,3; 10,5		7,5	65,0	14,5	0,8	0,96	11,1	80	
ТМН-10000/35	10	36,75	6,3; 10,5		7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80	
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11		10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5	
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11		10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	
ТДН-10000/110	10	115	6,6; 11		10,5	60	14	0,7	7,95	139	70	

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	U _{ном} обмоток, кВ		Каталожные данные					Расчетные данные		
				U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар	
		ВН	НН								
ТДН-16000/110	16	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112	
ТРДН-25000/110	25	115	6,3/6,3; 6,3/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175	
ТДНЖ-25000/110	25	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175	
ТД-40000/110	40	121	6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260	
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260	
ТРДЦН-63000/110	63	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410	
ТДЦ-80000/110	80	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480	
ТРДЦН-80000/110	80	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480	
ТДЦ-125000/110	125	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5	
ТРДЦН-125000/110	125	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5	
ТДЦ-200000/110	200	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000	
ТДЦ-250000/110	250	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250	
ТДЦ-400000/110	400	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800	
ТРДН-40000/220	40	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360	
ТРДЦН-63000/220	63	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504	
ТДЦ-80000/220	80	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480	

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	U _{ном} обмоток, кВ		Каталожные данные				Расчетные данные		
		ВН	НН	U _к , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I _X , %	R _T , Ом	X _T , Ом	ΔQ_X , квар
ТРДЦН-100000/220	100	230	11/11	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	242	24	12,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Данные трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)
напряжением 110–500 кВ

Тип трансформатора (автотрансформатора)	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные								Расчетные данные						
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11	10,5	17	6	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57,0	0	33
ТДТН-40000/110	40	115	38,5; 34,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3
ТДТНЖ-40000/110	40	115	38,5; 27,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0	20,7
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	11	18,5	7	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148
ТДТНЖ-25000/220	25	230	27,5; 38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125
ТДТНЖ-40000/220	40	230	27,5; 38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	240	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125

Тип трансформатора (автотрансформатора)	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные										Расчетные данные						
		U _{ном} обмоток, кВ				U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	ВН	СН	НН		ВН	СН	НН				
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6;11;38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5	1,4	1,4	2,8	0	195,6	315		
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28	305	65	0,5	0,55	0,48	3,2	0	131	625		
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	6,6;11;38,5	11	32	20	430	125	0,5	0,3	0,3	0,6	0	54,2	1000		
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	0,2	0,2	0,4	0	45,1	1250		
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5; 38,5	10	35	24	370	115	0,5	1,3	1,3	2,6	0	213,4	625		
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5; 38,5	10	34	22,5	600	180	0,5	0,8	0,8	2,0	0	126,6	1000		
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	165	0,5	1,07	0,08	4,3	0	186,2	1250		
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/ 560	130	0,5	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3	0	278,4/ 312,1	1200		
АТДЦТН50000/500/110/10,5	250	500	121	10,5; 11; 38,5	13	33	18,5	640	230	0,45	2,28	0,28	5,2	0	192,5	1125		

Данные двухобмоточных трансформаторов напряжением 6, 10 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , кВ·А	Каталожные данные					Расчетные данные		
		U _{нн} , кВ	U _{кз} , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х , квар
ТМ-10/6	10	6,3	5,5	0,335	0,105	10,0	133	173,1	1,0
ТМ-25/6	25	6,3	4,5	0,6	0,13	3,2	39,6	54,8	0,8
ТМ-40/6	40	6,3	4,5	0,88	0,19	3,0	19,8	35,3	1,2
ТМ-63/6	63	6,3	4,7	1,4	0,36	4,5	14,0	26,1	2,83
ТМ-100/6	100	6,3	4,5	1,97	0,36	2,6	7,09	14,6	2,6
ТМ-160/6	160	6,3	4,5	2,65	0,46	2,4	4,11	10,4	3,84
ТМ-250/6	250	6,3	4,5	3,7	0,82	2,3	2,35	6,75	5,75
ТМ-320/6	320	6,3	5,5	6,07	1,6	6	2,35	6,40	19,2
ТМ-400/6	400	6,3	4,5	5,5	1,05	2,1	1,24	3,86	8,4
ТМ-630/6	630	6,3	5,5	7,6	1,56	2,0	0,69	3,07	12,6
ТМ-1000/6	1000	6,3	5,5	12,2	2,45	1,4	0,44	1,93	14,0
ТМ-2500/6	2500	6,3	5,5	26,0	4,6	1,0	0,15	0,78	25,0
ТМ-10/10	10	10,5	5,5	0,335	0,14	10,0	369	480,9	1,0
ТМ-25/10	25	10,5	4,5	0,6	0,13	3,2	96	152,3	0,8
ТМ-40/10	40	10,5	4,5	1,00	0,19	3,0	55	98,1	1,2

Тип трансформатора	S _{НОМ} , кВ·А	Каталожные данные					Расчетные данные		
		U _{нн} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
ТМ-63/10	63	10,5	4,5	1,28	0,26	2,8	37,0	70,5	1,76
ТМ-100/10	100	10,5	4,5	1,97	0,36	2,6	19,7	40,7	2,6
ТМ-250/10	250	10,5	4,5	3,7	0,82	2,3	5,92	17,0	5,75
ТМ-320/10	320	10,5	5,5	6,2	0,91	0,7	6,05	16,1	2,24
ТМ-400/10	400	10,5	4,5	5,5	1,05	2,1	3,44	10,7	8,4
ТМ-630/10	630	10,5	5,5	7,6	1,56	2,0	1,91	8,73	12,6
ТМ-1000/10	1000	10,5	5,5	12,2	2,45	1,4	1,22	5,36	14,0
ТМ-2500/10	2500	10,5	5,5	26,0	4,6	1,0	0,42	2,16	25,0
ТМ-4000/10	4000	10,5	6,5	33,5	6,4	0,9	0,23	1,78	36,0
ТМ-6300/10	6300	10,5	6,6	46,5	9,0	0,8	0,12	1,04	50,4