

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И
ИНЖИНИРИНГА ИМЕНИ Ш. ЕСЕНОВА**

КАФЕДРА «ЭНЕРГЕТИКА»

БАЙМУХАНОВА А.К.

Методические указания
к практическим занятиям по дисциплине
"Электроэнергетика", студентов специальности:
050718-«Электроэнергетика»
очного и заочного обучения

Актау-2010

УДК621.3

Составители: Баймуханова А.К. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине "Электроэнергетика" для студентов специальности 050718-«Электроэнергетика» очного и заочного обучения Актау: КГУТиИ, 2010, с.43.

Рецензент: д.т.н. профессор Кенжетаев Г.Ж.

Методические указания содержат основные положения теории и задачи с решениями, перечень литературы.

Рекомендованы к изданию решением Учебно – методического совета Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

© КГУТиИ им. Ш. Есенова, 2010 г.

Предисловие

Методические указания предназначены для использования на практических занятиях для преподавателей, а также и для выполнения самостоятельных работ студентами очного и заочного обучения. В указаниях содержатся задачи с решениями, рассмотрены основные теоретические положения по каждой теме. Методические указания соответствуют типовой программе по данной дисциплине.

Практическое занятие №1

Выбор числа и мощности трансформаторов связи на электростанциях.

Цель занятия: отработка техники расчёта и выбора числа и мощности трансформаторов связи на электростанциях.

Основные вопросы

1. Основные положения и методика расчета
2. Пример расчета

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

При отсутствии графиков электрической нагрузки для трансформаторов, подключенных к генераторному распределительному устройству (ГРУ), вычисляют мощности трех режимов и выбирают наибольшую из них.

Режим 1. При минимальном потреблении нагрузки на генераторном напряжении (S_{1p} , МВА):

$$U_{ВН} = U_{ЛЭП} = (I \dots I0) P_{пер}$$
$$S_{1p} = \sqrt{(P_{Г} n_{ГРУ} - P_{мин} - P_{СН} n_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n_{ГРУ} - Q_{мин} - Q_{СН} n_{ГРУ})^2}$$

где, $P_{Г}$, $P_{СН}$ - активная мощность одного генератора и его собственных нужд, Вт;
 $Q_{Г}$, $Q_{СН}$ - реактивная мощность одного генератора и его собственных нужд, Мвар;
 $P_{мин}$ - активная минимальная нагрузка на генераторном напряжении, МВт;
 $Q_{мин}$ - реактивная минимальная нагрузка на генераторном напряжении, Мвар;
 $n_{ГРУ}$ - число генераторов, подключенных к ГРУ.

Режим 2. При максимальном потреблении нагрузки на генераторном напряжении (S_{2p} , МВ*А):

$$S_{2p} = \sqrt{(P_{Г} n_{ГРУ} - P_{макс} - P_{СН} n_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n_{ГРУ} - Q_{макс} - Q_{СН} n_{ГРУ})^2}$$

где, $P_{макс}$ - активная максимальная нагрузка на генераторном напряжении, МВт;

$Q_{макс}$ - реактивная максимальная нагрузка на генераторном напряжении, Мвар.

Режим 3. При отключении одного генератора и максимальном потреблении нагрузки на генераторном напряжении (S_{3p} , МВ*А):

$$S_{3p} = \sqrt{(P_{Г} n'_{ГРУ} - P_{макс} - P_{СН} n'_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n'_{ГРУ} - Q_{макс} - Q_{СН} n'_{ГРУ})^2}$$

где, $n'_{ГРУ}$ - новое число генераторов, подключенных к ГРУ:

$$n'_{ГРУ} = n_{ГРУ} - 1$$

Условие выбора мощности трансформаторов ($S_{m.гpy}$) подключенных к ГРУ:

$$S_{Т,ГРУ} \geq 0,7 S_{m,p}$$

где, $S_{m,p}$ - максимальная расчетная мощность, МВА. Это мощность одного из рассчитанных режимов.

При блочном подключении генераторов и трансформаторов

$$S_{бл,p} = \sqrt{(P_{Г} - P_{СН})^2 + (Q_{Г} - Q_{СН})^2}$$

Условие выбора мощности блочного трансформатора: $S_{Т,бл} \geq S_{бл,p}$

где, $S_{бл,p}$ - полная расчетная мощность блочного трансформатора, МВА.

Для выбора трансформатора по справочнику нужно знать три величины: полную расчетную мощность, высокое и низкое напряжение.

Высокое напряжение ориентирующе определяют из соотношения:

$$U_{ВН} = U_{ЛЭП} = (1 \dots 10) P_{пер}$$

$U_{ЛЭП}$ - напряжение линии электропередачи, кВ;

$P_{пер}$ - активная мощность передаваемая от электростанции в ЛЭП, МВт,

$$P_{пер} = P_{Г} n_{Г} - P_{СН} n_{Г} - P_{мин}$$

где, $n_{Г}$ - количество генераторов на электростанции.

Из полученного промежутка значений напряжения выбирается класс напряжения, соответствующий среднему номинальному значению по шкале напряжений:

$$10,5 - 21 - 36,75 - 115 - 158 - 230 - 247 - 525 - \dots \text{ кВ}$$

Полную передаваемую мощность без учета потерь определяют по формуле

$$S_{пер} = \frac{P_{пер}}{\cos \varphi_{Г}} \quad Q_{пер} = P_{пер} \operatorname{tg} \varphi_{Г}$$

где, $\cos \varphi_{Г}$ - коэффициент активной мощности генераторов электростанции.

Полную передаваемую мощность с учетом потерь в трансформаторах ($S_{ЛЭП}$) определяют как

$$S_{ЛЭП} = \frac{S_{пер}}{K_{ПОТ}}$$

где, $K_{ПОТ}$ - коэффициент потерь в трансформаторе.

Зависимость $K_{ПОТ} = F(\cos \varphi_{Г})$

$\cos \varphi_{Г}$	1	0,9	0,8	0,7	0,6
$K_{ПОТ}$	1,02	1,06	1,08	1,085	1,09

Приблизительно потери в трансформаторах можно определить из соотношений

$$\Delta P_m = 0,02 S_{пер}; \quad \Delta Q_T = 0,1 S_{пер}$$

Коэффициент загрузки трансформатора (K_3) определяется по формуле

$$K_3 = \frac{S_{\phi}}{n S_T}$$

где, S_{ϕ} - фактическая нагрузка на трансформаторы, МВА;

S_T - номинальная мощность трансформатора, МВА;

n - число трансформаторов, на которое распределена фактическая нагрузка.

В конце расчетно-практического задания пишется ответ, где указывается:

количество и марка трансформаторов; значения их коэффициентов загрузки; полная передаваемая мощность $S_{ЛЭП}$

Пример 1.1

Дано: Тип генератора — ТВФ-63.

$U_{Г} = 10,5 \text{ кВ}$; $\cos \varphi_{Г} = 0,8$; $n_{ГРУ} = 2$; $n_{бл} = 1$; $P_{мин} = 50 \text{ МВ}$; $P_{макс} = 65$; $\cos \varphi_n = 0,85$

$P_{СН} = 10\%$

Требуется: составить структурную схему электростанции (ЭС); рассчитать и выбрать трансформаторы; определить K_3 , $S_{ЛЭП}$, $V_{ЛЭП}$

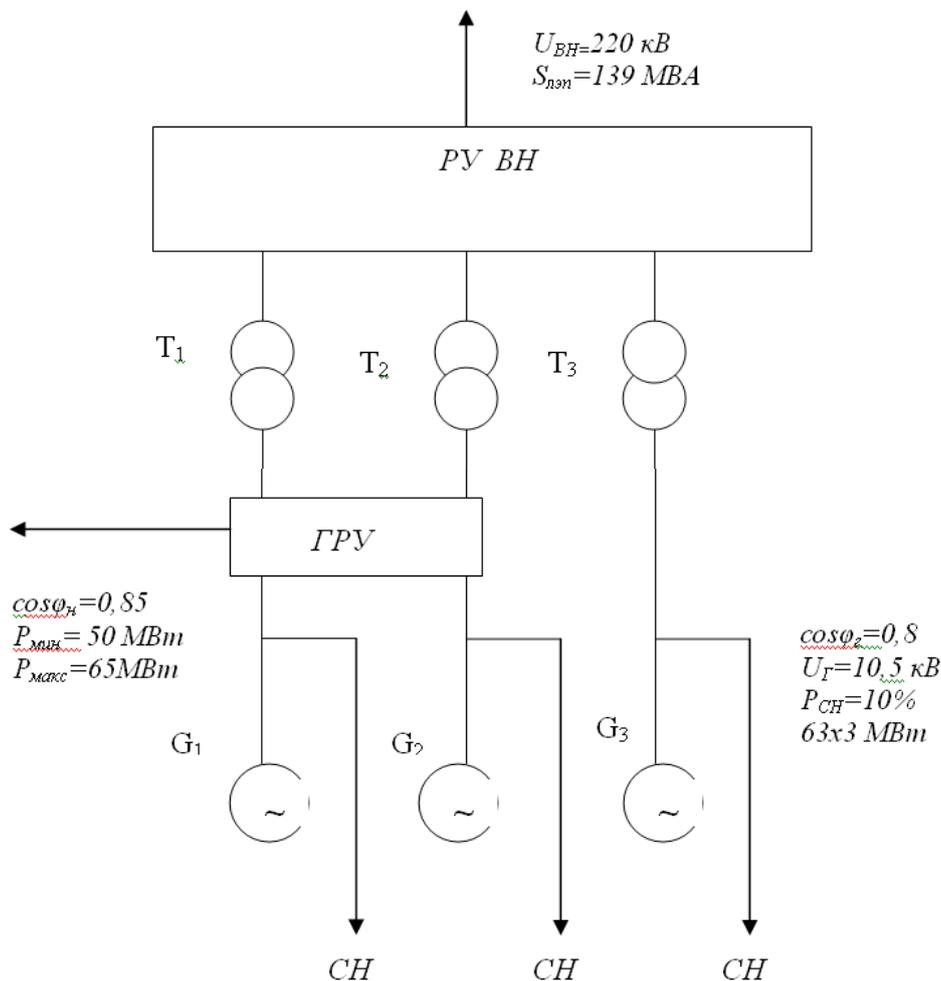


Рис.1.1.1. Структурная схема электростанции (ЭС)

Решение:

Составляется структурная схема ЭС и наносятся данные (рис. 1.1.1).

Определяется расчетная мощность трансформатора ГРУ:

$$S_{1p} = \sqrt{(P_{Г} n_{ГРУ} - P_{мин} - P_{СН} n_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n_{ГРУ} - Q_{мин} - Q_{СН} n_{ГРУ})^2} =$$

$$= \sqrt{(63 \cdot 2 - 50 - 6,3 \cdot 2)^2 + (47,3 \cdot 2 - 31 - 4,7 \cdot 2)^2} = 83,4 \text{ МВА}$$

$$Q_{Г} = P_{Г} \operatorname{tg} \varphi_{Г} = 63 \cdot 0,75 = 47,3 \text{ Мвар}$$

$$Q_{мин} = P_{мин} \operatorname{tg} \varphi_{н} = 50 \cdot 0,62 = 31 \text{ Мвар}$$

$$P_{СН} = 0,1 P_{Г} = 0,1 \cdot 63 = 6,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{СН} = P_{СН} \operatorname{tg} \varphi_{Г} = 6,3 \cdot 0,75 = 4,7 \text{ Мвар}$$

$$Q_{макс} = P_{макс} \operatorname{tg} \varphi_{н} = 65 \cdot 0,62 = 40,3 \text{ Мвар}$$

$$S_{2p} = \sqrt{(P_{Г} n_{ГРУ} - P_{макс} - P_{СН} n_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n_{ГРУ} - Q_{макс} - Q_{СН} n_{ГРУ})^2} =$$

$$= \sqrt{(63 \cdot 2 - 65 - 6,3 \cdot 2)^2 + (47,3 \cdot 2 - 40,3 - 4,7 \cdot 2)^2} = 66 \text{ МВА}$$

$$n'_{ГРУ} = n_{ГРУ} - 1 = 2 - 1 = 1$$

$$S_{3p} = \sqrt{(P_{Г} n'_{ГРУ} - P_{макс} - P_{СН} n'_{ГРУ})^2 + (Q_{Г} n'_{ГРУ} - Q_{макс} - Q_{СН} n'_{ГРУ})^2} =$$

$$= \sqrt{(63 - 65 - 6,3)^2 + (47,3 - 40,3 - 4,7)^2} = 8,6 \text{ МВА}$$

Примечание: Знак «минус» в первой скобке подкоренного выражения означает, что недостающая мощность потребляется из ЭНС.

$$S_{T,ГРУ} \geq 0,7 S_{м.р} = 0,7 \times 8,34 = 58,4 \text{ МВА}$$

Определяется расчетная мощность блочного трансформатора

$$S_{\text{бл.р}} = \sqrt{(P_{Г} - P_{CH})^2 + (Q_{Г} - Q_{CH})^2} = \sqrt{(63 - 6,3)^2 + (47,3 - 4,7)^2} = 79,1 \text{ МВА}$$

$$S_{T,бл} \geq S_{\text{бл.р}} = 79,1 \text{ МВА}$$

Определяется передаваемая мощность:

$$P_{\text{пер}} = P_{Г} n_{Г} - P_{CH} n_{Г} - P_{\text{мин}} = 63 \times 3 - 6,3 \times 3 - 50 = 120,1 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{лэп}} = \frac{S_{\text{пер}}}{K_{\text{пот}}} = \frac{P_{\text{пер}}}{\cos \varphi_{Г} \cdot K_{\text{пот}}} = \frac{120,1}{0,8 \cdot 1,08} = 139 \text{ МВА}$$

$$K_{\text{ном}} = F(\cos \varphi_{Г}) = F(0,8) = 1,08$$

Для ГРУ — два ТРДЦН 63000-220/10,5	Блочный; — один ТД 80000-220/10,5
$V_{\text{вн}} = 230 \text{ кВ}$	$V_{\text{вн}} = 242 \text{ кВ}$
$V_{\text{нн}} = 11-1Г \text{ кВ}$	$V_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$
$\Delta P_{xx} = 70 \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx} = 79 \text{ кВт}$
$\Delta P_{кз} = 265 \text{ кВт}$	$\Delta P_{кз} = 315 \text{ кВт}$
$u_{к} = 11,5 \%$	$u_{к} = 11\%$
$i_{xx} = 0,5 \%$	$i_{xx} = 0,45 \%$

Определяется напряжение передачи

$$V_{\text{вн}} = V_{\text{лэп}} = (1... 10) P_{\text{пер}} = (1... 10) \cdot 120,1 = 120,1... 1201 \text{ кВ.}$$

Согласно шкале напряжение принимается $V_m = 220 \text{ кВ}$. Трансформаторы выбираются по справочникам.

Определяются коэффициенты загрузки трансформаторов

$$K_3 = \frac{S_{\text{ф.ГРУ}}}{2S_{T,ГРУ}} = \frac{83,4}{2 \cdot 63} = 0,66 \quad K_3 = \frac{S_{\text{ф.бл}}}{2S_{T,бл}} = \frac{79,1}{80} = 0,99$$

Наносятся необходимые данные ($S_{\text{лэп}}$, $V_{\text{лэп}}$) на структурную схему.

Ответ: На ЭС выбраны трансформаторы связи

ГРУ - 2×ТРДЦН 63000 220/10,5; $K_{3, \text{ГРУ}} = 0,66$;

БЛ - ТДЦ 80000-220/10,5; $K_{3, \text{бл}} = 0,99$; $S_{\text{лэп}} = 139 \text{ МВ-А}$.

Литература: /1/, стр. 45-89

Практическое занятие № 2

Расчет и выбор трансформаторов (автотрансформаторов) на узловой распределительной подстанции

Цель занятия: отработка техники расчёта и выбора числа и мощности трансформаторов связи на УРП (узловой распределительной подстанции)

Основные вопросы

Основные положения и методика расчета

Рассмотрение примера расчета

Домашнее задание

Методические рекомендации

Основные положения и методика расчета

- Составляется структурная схема узловой распределительной подстанции (УРП) и

наносятся известные значения напряжения и полной мощности.

- При наличии двух подключенных к распределительному устройству трансформаторов

(автотрансформаторов) выполняется условие

$$S_T > 0,7S_{M.P.},$$

где $S_{M.P.}$ — максимальная проходная мощность, МВА.

- Выбранные АТ проверяются на допустимость режима, т. е. обмотка НН не должна перегружаться.

Условие

$$S_{min} \geq S_{HH} = S_{номр}; \quad S_{min} = K_{выг} S_{AT} n_{AT}$$

где, S_{min} - типовая мощность АТ, МВА;

$K_{выг}$ - коэффициент выгоды АТ;

S_{AT} - номинальная мощность выбранного АТ;

n_{AT} - количество АТ, подключенных к нагрузке НН;

$S_{номр}$ - нагрузка на НН, МВА.

$$K_{выг} = 1 - \frac{1}{K_{T(BH-CH)}}$$

где, $K_{T(BH-CH)}$ - коэффициент трансформации АТ,

$$K_{T(BH-CH)} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}}$$

где, U_{BH}, U_{CH} - значения напряжения на обмотках ВН, СН, кВ.

- Определяется баланс мощностей по УРП: $S_{ЭНС} = S_{ЛЭП} - S_1 - S_2$

где, $S_{ЭНС}$ - мощность, связанная с ЭНС, МВА;

$S_{ЛЭП}$ - мощность, приходящая от ЭС, МВА;

S_1, S_2 - мощности потребителей, МВА.

Если результат получается со знаком «плюс», то избыток приходящей от ЭС мощности отдается ЭНС, если со знаком «минус», то недостаток мощности берется из ЭНС.

- Определяется K_3 :

$$K_{3(AT)} = \frac{S_{M.P.}}{n_{AT} S_{AT}}; \quad K_{3(T)} = \frac{S_{M.P.}}{n_T S_T}$$

В ответе записывается: число и условное обозначение Т и АТ; коэффициенты загрузки; результат баланса мощностей по УРП ($S_{ЭНС}$).

Пример 1

Дано:

$$S_{ЛЭП} = 137 \text{ МВА}; \quad U_{ЛЭП} = 220 \text{ кВ}; \quad U_{ЭНС} = 110 \text{ кВ}; \quad P_1 = 30 \text{ МВт}; \quad U_1 = 35 \text{ кВ};$$

$$\cos \varphi_1 = 0,9; \quad P_2 = 50 \text{ МВт}; \quad U_2 = 10 \text{ кВ}; \quad \cos \varphi_2 = 0,85$$

Требуется:

- составить структурную схему УРП;
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- проверить АТ на допустимость режима работы.

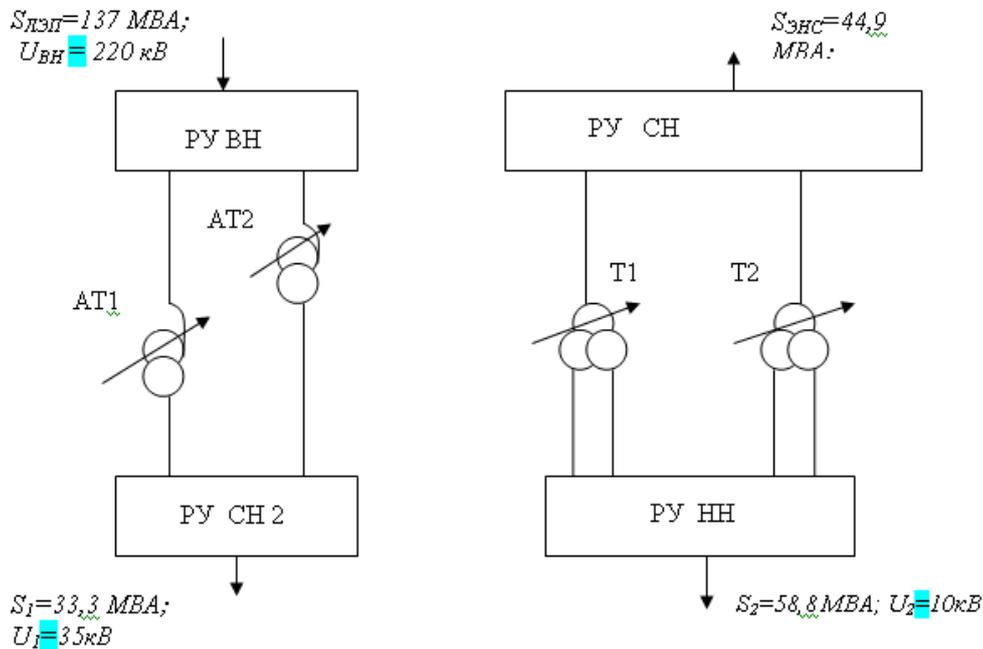


Рис.2.1. Структурная схема УРП

Решение:

- Составляется структурная схема УРП для согласования четырех различных напряжений (рис. 1.3.1), наносятся необходимые данные
- Определяются полные мощности потребителей

Определяются расчетные мощности трансформаторов и автотрансформаторов по наи большему значению:

$$S_{AT} > S_{AT,p} = 0,75S_{ЛЭП} = 0,7 \cdot 137 = 95,9 \text{ MVA};$$

$$S_T > S_{m.p} = 0,1S_2 = 0,7 \cdot 58,8 = 41,2 \text{ MVA}.$$

По справочникам выбираются трансформаторы и автотрансформаторы, определяются K_3 .

2 x АТДЦТН 125000-220/110/35

$$U_{ВН} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{СН} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{НН} = 38,5 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{XX} = 65 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз(ВН-СН)} = 315 \text{ кВт}, u_{кз(ВН-СН)} = 11\%$$

$$\Delta P_{кз(ВН-НН)} = 280 \text{ кВт}, u_{кз(ВН-НН)} = 45\%$$

$$\Delta P_{кз(СН-НН)} = 275 \text{ кВт}, u_{кз(СН-НН)} = 28\%$$

$$I_{xx} = 0,4\%$$

2 x ТРДН 63000-110/10

$$U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{НН} = 10,5-10,5 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{xx} = 50 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 245 \text{ кВт}$$

$$u_{кз} = 10,5\%$$

$$I_{xx} = 0,5\%$$

$$K_{3(AT)} = \frac{S_{M.p}}{n_{aT} S_{aT}} = \frac{137}{2 \cdot 125} = 0,55;$$

$$K_{3(T)} = \frac{S_{M.p}}{n_T S_T} = \frac{58,8}{2 \cdot 63} = 0,47$$

Проверяются АТ на допустимость режима работы согласно условию:

$$(2 \times 62,5 \text{ МВА}) S_{\min} \geq S_1(33,3 \text{ МВА}) ; \quad S_{\min} = K_{\text{выг}} S_{\text{ам}} = 0,5 \times 125 = 62,5 \text{ МВА}$$

$$K_{\text{выг}} = 1 - \frac{1}{K_{T(\text{ВН}-\text{СН})}} = 1 - \frac{1}{2} = 0,5 \quad K_{T(\text{ВН}-\text{СН})} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = \frac{220}{110} = 2$$

Условие выполняется даже в случае работы на потребителя только одного АТ.

• Определяется баланс мощностей по УРП:

$$S_{\text{ЭНС}} = S_{\text{ЛЭП}} - S_1 - S_2 = 137 - 33,3 - 58,8 = 44,9 \text{ МВА.}$$

Положительное значение $S_{\text{ЭНС}}$ означает, что ЭС обеспечивает потребителей ЭЭ полностью и 44,9 МВА отдается в ЭНС.

Ответ: На УРП установлены:

$$2 \times \text{АТДЦТН-125000220/110/35}, \quad K_{3(\text{АТ})} = 0,55;$$

$$2 \times \text{ТРДН-63000/110/10}, \quad K_{3(\text{Т})} = 0,47;$$

$$S_{\text{ЭНС}} = 44,9 \text{ МВА.}$$

1. Примечания. Принять $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$.

2. Согласовываются классы напряжений:

для трансформаторов:	для автотрансформаторов:
500/35,20, 15 кВ, 330/20,10 кВ, 220/20,10, 6 кВ, 110/35,20, 10, 6 кВ;	500/110/35,10, 330/110/35, 10,6, 220/110/35,10,6.

Литература: /1/, стр. 45-89

Практическое занятие № 3

Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторе

Цель занятия: ознакомление с порядком расчета потерь в трансформаторах

Основные вопросы

1. Основные положения и методика расчета
2. Решение примера

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

Общую величину потерь (ΔP_T) активной мощности (кВт) в трансформаторе определяю по формуле

$$\Delta P_T = \Delta P_{cT} + \Delta P_{об} K_3^2,$$

где, ΔP_{cT} - потери в стали, кВт; при $U_{\text{ном}}$ от нагрузки не зависят, а зависят только от мощности трансформатора;

$\Delta P_{об}$ - потери в обмотках, кВт; при номинальной нагрузке трансформатора зависят от нагрузки

$$\Delta P_{об} \approx \Delta P_{кз} (\text{потери КЗ, кВт}); \quad \Delta P_{cT} \approx \Delta P_{xx};$$

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, отн. ед. Это отношение фактической нагрузки трансформатора к его номинальной мощности:

$$K_3 = S_{\phi} / S_T$$

Общую величину потерь (ΔQ_T) реактивной мощности (квар) в трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{cm} + \Delta Q_{pac} K_3^2,$$

где, ΔQ_{cm} - потери реактивной мощности на намагничивание, квар.

Намагничивающая мощность не зависит от нагрузки,

$$\Delta Q_{cm} \approx i_{xx} S_{H.T} \cdot 10^{-2};$$

ΔQ_{pac} - потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке,

$$\Delta Q_{pac} \approx U_{кз} S_{H.T} \cdot 10^{-2};$$

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания, %;

$S_{H.T}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Значения $\Delta P_{xx}, \Delta P_{об}, I_{xx}, u_{кз}$ берут по данным каталогов для конкретного трансформатора

- На основании потерь мощности можно определить потери электроэнергии. для определения потерь электроэнергии применяют метод, основанный на понятиях времени и пользования потерь (τ) и времени использования максимальной нагрузки (T_M).

Время максимальных потерь (τ) - условное число часов, в течение которых максимальный ток, протекающий непрерывно, создает потери энергии, равные действительны потерям энергии за год.

Время использования максимума нагрузки (T_M) - условное число часов, в течении которых работа с максимальной нагрузкой передает за год столько энергии, сколько при работе по действительному графику.

$\tau = F(\cos \varphi, T_M)$ определяется по графику (рис. 1.4.1).

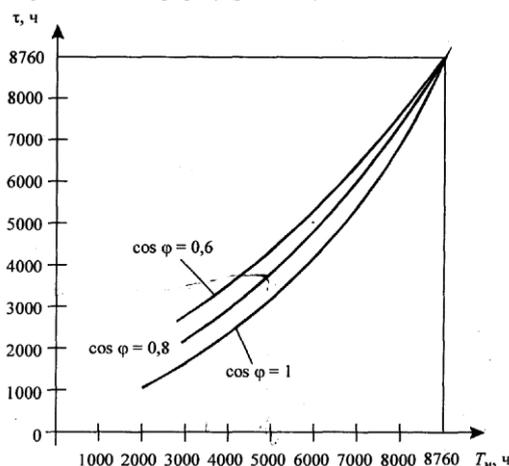


рис.3.1. График зависимости $\tau = F(\cos \varphi, T_M)$

- Общая потеря активной энергии (кВт ч) в трансформаторе определяется по формуле

$$\Delta W_{a.T} = \Delta W_{ст} + \Delta W_{об} = \Delta P_{ст} t + \Delta P_{об} K_3^2 \tau.$$

- Общая потеря реактивной энергии (квар . ч) в трансформаторе определяется по формуле

$$\Delta W_{p.T} = S_{H.T} (i_{xx} t + u_{кз} K_3^2 \tau) \cdot 10^{-2}.$$

Пример 1

Дано:

Трансформатор – ЭС-Бл. ТД- 80000-220/10,5

$\Delta P_{xx} = 79 \text{ кВт}$; $\Delta P_{кз} = 315 \text{ кВт}$; $u_{кз} = 11 \%$; $i_{xx} = 0,45\%$; $K_3 = 0,99$

$\cos \varphi = 0,8$; $T_M = 5000 \text{ ч}$; $t = 5500 \text{ ч}$

Требуется: определить потери мощности за год ($\Delta P_T \Delta Q_T \Delta S_T$);
определить потери энергии за год ($\Delta W_{a.m}, \Delta W_{p.m}, \Delta W_m$)

Решение:

- Определяются потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = \Delta P_{ct} + \Delta P_{об} K_3^2 = 79 + 315 \cdot 0,99^2 = 387,7 \text{ кВт} \approx 3,9 \cdot 10^2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ct} \approx \Delta P_{xx} = 79 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{об} \approx \Delta P_{кз} = 315 \text{ кВт}.$$

- Определяются потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{ct} + \Delta Q_{рас} K_3^2 = 3,6 \cdot 10^2 + 88 \cdot 10^2 \cdot 0,99^2 = 89,9 \cdot 10^2 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{ct} \approx i_{xx} S_{н.т} \cdot 10^2 = 0,45 \cdot 80000 \cdot 10^{-2} = 360 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{рас} \approx u_{кз} S_{н.т} \cdot 10^{-2} = 11 \cdot 80000 \cdot 10^{-2} = 88 \cdot 10^2 \text{ квар}.$$

- Определяются полные потери мощности в трансформаторе

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{(3,9 \cdot 10^2)^2 + (89,9 \cdot 10^2)^2} = 90,1 \cdot 10^2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

- Определяются потери активной энергии в трансформаторе

$$\begin{aligned} \Delta W_{a.т} &= \Delta W_{ct} + \Delta W_{об} = \Delta P_{ct} t + \Delta P_{об} K_3^2 \tau = \\ &= \Delta P_{xx} t + \Delta P_{кз} K_3^2 \tau = 79 \cdot 5500 + 315 \cdot 0,99 \cdot 3500 = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

По графику рис.1.4.1. определяется

$$\tau = F(\cos \varphi, T_m) = F(0,8; 5000) = 3500 \text{ ч}.$$

- Определяются потери реактивной энергии в трансформаторе

$$\begin{aligned} \Delta W_{p.т} &= S_{н.т} (i_{xx} t + u_{кз} K_3^2 \tau) \cdot 10^{-2} = \\ &= 80000 \cdot (0,45 \cdot 5500 + 11 \cdot 0,99^2 \cdot 3500) \cdot 10^{-2} = 32,2 \cdot 10^6 \text{ квар} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

- Определяются полные потери энергии в трансформаторе

$$\Delta W_T = \sqrt{\Delta W_{a.т}^2 + \Delta W_{p.т}^2} = \sqrt{(1,5 \cdot 10^6)^2 + (32,2 \cdot 10^6)^2} = 34,5 \cdot 10^6 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}.$$

Ответ: Годовые потери в блочном трансформаторе электростанции:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= 3,9 \cdot 10^2 \text{ кВт}; & \Delta W_{am} &= 1,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\ \Delta Q_T &= 89,9 \cdot 10^2 \text{ кВт}; & \Delta W_{pm} &= 32,2 \cdot 10^6 \text{ квар} \cdot \text{час}; \\ \Delta S_T &= 90,1 \cdot 10^2 \text{ кВ} \cdot \text{А}; & \Delta W_m &= 34,5 \cdot 10^6 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{час}. \end{aligned}$$

Литература: /1/, стр. 45-89 , /2/, стр.67-101

Практическое занятие № 4.

Выбор высоковольтного выключателя

Цель занятия: Ознакомить с условиями выбора высоковольтного оборудования

Основные вопросы

1. Основные положения и методика расчета
2. Решение примера

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

Выключатели ВН выбираются по напряжению, току, категории размещения, конструктивному выполнению и коммутационной способности.

$$U_{н.в} \geq U_{н.у} \qquad I_{н.в} \geq I_{н.у}$$

где, $U_{н.в}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{н.у}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$I_{н.в}$ - номинальный ток выключателя, А;

$I_{н.у}$ - номинальный ток установки, А.

Выключатели ВН проверяются:

а) на отключающую способность.

Должны быть выполнены условия

$$I_{н.откл} \geq I_{р.откл} \qquad S_{н.откл} \geq S_{р.откл}$$

где, $I_{н.откл}$ и $I_{р.откл}$ - номинальное и расчетное значения токов отключения, кА;

$S_{н.откл}$, $S_{р.откл}$ - номинальная и расчетная полные мощности отключения, МВА.

$$I_{р.откл} = I_{\infty}^{(3)}; \quad S_{р.откл} = \sqrt{3} I_{р.откл} U_{н.у} \qquad S_{н.откл} = \sqrt{3} I_{н.откл} U_{н.в}$$

где, $I_{\infty}^{(3)}$ - трехфазный ток КЗ в момент отключения выключателя, действующее значение в установившемся режиме, кА;

б) на динамическую стойкость.

Должно быть выполнено условие: $i_{ск} \geq i_y$

где, $i_{ск}$ - амплитуда предельного сквозного ударного тока КЗ выключателя, кА;

i_y - амплитуда ударного тока электроустановки, кА,

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_{к}^{(3)}$$

в) на термическую стойкость.

Должно быть выполнено условие: $I_{Тс} \geq I_{р. Тс} \qquad I_{р.Тс} = I_{р.откл} \sqrt{\frac{t_{ПР}}{t_{Тс}}} = \sqrt{\frac{t_{Д}}{t_{Тс}}}$

где, $I_{Тс}$, $I_{р. Тс}$ - токи термической стойкости, каталожный и расчетный, кА;

$t_{пр}$ - приведенное время действия КЗ, если отключение произойдет в зоне переходного процесса, с. Приблизительно $t_{пр} \approx t_{Д}$ - время действия КЗ фактическое, с,

$$t_{Д} = t_{рз} + t_{ОВ}$$

где, $t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Примечание. Величина $t_{рз}$ определяется при расчете конкретной РЗ.

Величина $t_{ОВ}$ для быстродействующих выключателей $\leq 0,1$ с, а для небыстродействующих $> 0,1$ с.

Время одного периода при частоте 50 Гц составляет 0,02 с. Время действия КЗ ($t_{Д}$) для сетей 10 кВ составляет 1...3 с, значит, самое быстрое отключение произойдет через 50 периодов, что соответствует зоне давно установившегося КЗ (через 8...10 периодов).

Каталожным данными являются: $U_{н.в}$, $I_{н.в}$, $i_{ск}$, $I_{Тс}$, $I_{н.откл}$, $t_{ОВ}$,

Таблица 4.1. Технические данные выключателей ВН на 10 кВ

Тип	Конструктивное исполнение	$I_{н.в}$, А	Предельные		$t_{Тс}$, с	$I_{н.откл}$, кА	$t_{ОВ}$, с
			$i_{ск}$, кА	$I_{Тс}$, кА			
1	2	3	4	5	6	7	8
ВВЭ-10-20/630 УЗ	Вакуумные	630	52	20	3	20	0,05
-20/1000		1000					
-20/1600		1600					
-31,5/630		630					
-31,5/1000		1000					
-31,5/1600		1600					

-31,5/2000 -31,5/3150		2000 3150					
ВЭ-10-1250-20 У3 -1600- -2500- -3600- -1250-31,5 У3 -1600- -2500- -3600-	С электромагнитным гашением дуги для КРУ	1250 1600 2500 3600 1250 1600 2500 3600	51 80	20 31,5	4 31,5	20 31,5	0,06
ВЭМ-10Э-1000-20 У3 -1250-	Электромагнитный	1000 1250	52	20	4	20	0,05
ВММ-10-400-10 У2 -10-400-10 У1	Маломасляный	400	25	10	4	10	0,1
ВМПЭ-10-630-20 У2 -10-630-31,5 У2	Масляный	630	52 80	20 31,5	4	20 31,5	0,25 0,5
ВК-10-630-20 У2 -1000- -1600- -630-31,5 У2 -1000- -1600-	Колонковый масляный	630 1000 1600 630 1000 1600	52 80	20 31,5	4	20 31,5	0,05
ВКЭ-10-20-/630 У3 -20/1000 -20/1600 -31,5/630 -31,5/1000 -31,5/1600		630 1000 1600 630 1000 1600	52 80	20 31,5	4	20 31,5	0,07

2. Пример 4.1.

Дано: $U_{н.у} = 10 \text{ кВ}$ $I_{н.у} = 23,1 \text{ А}$ $R_c = 10 \text{ Ом}$ $X_C t_D = 1 \text{ с}$

Требуется:

выбрать выключатель ВН, масляный; выполнить проверки; заполнить ведомость выключателя.

Решение:

1. Составляется «Ведомость выключателя ВН» (таблица 4.2.). Заносятся известные данные.

По таблице 4.1 согласно условиям выбирается выключатель ВММ-10-400-10 У1:

$U_{н.в} = 10 \text{ кВ}$ $I_{н.в} = 400 \text{ А}$ $I_{н.откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{Т.с} = 10 \text{ кА}$ $i_{ск} = 25 \text{ кА}$, $X_C t_{Тс} = 4 \text{ с}$ $t_{ОВ} = 0,1 \text{ с}$

Необходимые данные заносятся в «Ведомость».

2. Определяются расчетные данные и заносятся в «Ведомость».

Ток КЗ на ВН

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{н.у}}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{10}{1,73 \cdot 10,1} = 0,57 \text{ кА}$$

$$Z_k = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} = \sqrt{10^2 + 1,2^2} = 10,1 \text{ Ом}$$

$$i_y = K_y \sqrt{2} I_k^{(3)} = 1,41 \cdot 0,57 = 0,8 \text{ кА}$$

$$K_y = 1; \quad I_\infty^{(3)} = 0,57 \text{ кА}$$

Отключающая способность $I_{р.откл} = I_\infty^{(3)} = 0,57 \text{ кА}$;

$$S_{p.откл} = \sqrt{3} I_{p.откл} U_{н.у} = 1,73 \cdot 0,8 \cdot 10 = 13,8 \text{ МВА} ;$$

$$S_{н.откл} = \sqrt{3} I_{н.откл} U_{н.в} = 1,73 \cdot 10 \cdot 10 = 173 \text{ МВА}$$

$$\text{Ток термической стойкости: } I_{p.Тс} = I_{p.откл} \sqrt{\frac{t_{ПР}}{t_{Тс}}} = \sqrt{\frac{t_{д}}{t_{Тс}}} = 0,57 \sqrt{\frac{1}{4}} = 0,28 \text{ кА}$$

Таблица 4.2. Ведомость выключателя ВН

Параметры	Усл. оозн.	Ед. изм.	Условие выбора	Данные выкл-я		Дополнительные сведения
				расчет	катал	
ВЫБОР						
Номинальное напряжение	U_n	кВ	$U_{н.в} \geq U_{н.у}$	10	10	ВММ-10-400-10У1
Номинальный ток	I_n	А	$I_{н.в} \geq I_{н.у}$	23,1	400	
ПРОВЕРКА						
Ток отключения	$I_{н.откл}$	кА	$I_{н.откл} \geq I_{p.откл}$	0,57	10	Отключающая способность
Мощность отключения	$S_{н.откл}$	МВА	$S_{н.откл} \geq S_{p.откл}$	13,8	173	Динамическая стойкость
Амплитуда предельного ударного сквозного тока	$i_{ск}$	кА	$i_{ск} \geq i_y$	0,8	25	Термическая стойкость
Предельный ток термической стойкости	$I_{Тс}$	кА	$I_{Тс} \geq I_{p.Тс}$	0,28	10	

Условия выбора выполнены. *Ответ:* Для ТП выбраны 2хВММ-10-400-10У1.

Литература: /1/, стр. 95-132

Практическое занятие № 5

Выбор сечения проводов электрической сети

Цель занятия: Освоить расчёт и выбор сечения проводов электрической сети.

Основные вопросы:

1. Основные положения и методика расчета
2. Примеры с решениями

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

Расчет и выбор электрических сетей по экономической плотности тока.

С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них. В связи с этим для определения сечения проводов рекомендуют экономические плотности, тока

$$j_{эж} = I_M / F_{эж} \quad (5.1)$$

Экономическое сечение при этом определяется из формулы:

$$F_{эж} = I_M / j_{эж} \quad (5.2)$$

Выбирается стандартное значение сечения, ближайшее к найденному по (5.2). Под током I_m здесь следует понимать наибольший длительный ток нагрузки цепи в нормальном режиме работы, определенный без учета возможных в эксплуатации перегрузок и увеличения ее нагрузки при авариях и ремонтах. Для двухцепной линии ток I_m равен току нагрузки линии при работе двух цепей.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при T_m до 4000—5000 ч и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по потерям напряжения.

Проверка сечений проводов по техническим условиям

При выборе сечений проводов приходится учитывать ряд технических требований, которые накладывают определенные ограничения. Часто эти ограничения определяют сечение проводов, поэтому условно считают, что выбор сечений производится по этим условиям. Ниже они рассмотрены подробнее.

1) Для устранения общей короны на проводах и заметных радиопомех в ВЛ с напряжениями выше 35 кВ установлены наименьшие значения сечений $F_{нм.кор}$. В связи с этим для ВЛ указанных напряжений выбираемые сечения проводов должны удовлетворять условию

$$F \geq F_{нм.кор} \quad (5.3)$$

2) В ПУЭ установлены наименьшие значения сечений проводов $F_{нм.мех}$ ВЛ различных типов, допустимые по условиям механической прочности. Во всяком случае всегда должно быть соблюдено условие:

$$F \geq F_{нм.мех} \quad (5.4)$$

В ряде случаев определяющей при выборе сечений проводов является допустимая потеря напряжения ΔU_δ . Это связано с тем, что потеря напряжения: $\Delta U = (PR + QX)/U$ зависит от активного и индуктивного сопротивлений линии..

В сетях напряжением 35 кВ и ниже при применении проводов и кабелей небольших сечений и относительно высоком коэффициенте мощности нагрузок $PR \gg QX$. В связи с этим увеличение сечений проводов в этих сетях приводит к заметному снижению потери напряжения в них. В ряде случаев этот способ уменьшения фактической потери напряжения $\Delta U_{факт}$ до ΔU_δ может оказаться наиболее экономичным.

выбор сечений проводов и кабелей распределительных сетей по допустимой потере напряжения. Для линий с несколькими нагрузками при этом должны быть известны дополнительные условия, связанные с экономичностью сооружения сети. В протяженных сетях при значительной T_m целесообразно выбирать сечения проводов из условия постоянства плотности тока. В этом случае при заданном расходе цветного металла получаются наименьшие потери мощности. Ниже рассматривается только случай выбора сечений проводов для линии с неизменным сечением,

Для линии неизменного сечения с несколькими нагрузками известны мощности нагрузок и токи, протекающие по участкам сети, длины участков сети, материал проводов, номинальное напряжение сети и допустимая потеря напряжения. Потеря напряжения в такой линии:

$$\Delta U = \frac{\sum Prl}{U_n} + \frac{\sum Qxl}{U_n} = \sqrt{3} \sum I_a r l + \sqrt{3} \sum I_p x l = \Delta U_a + \Delta U_p.$$

формула для определения сечения проводов:

$$F = \frac{\Sigma P l}{\gamma \Delta U_{a.д} U_n} = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_{aI}}{\gamma \Delta U_{a.д}} \quad (5.5)$$

Проверка сечений проводов и кабелей по условиям нагрева должна производиться в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

В таблицах длительно допустимых токов нагрузки на провода и кабели из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенных При длительно допустимой температуре $\theta_{п.д}$ проводника и расчетной температуре θ_0 окружающей среды. В связи с этим проверка на нагревание проводов и кабелей сводится к необходимости выполнения условия

$$I_{д} = k_{п} I'_{д} \geq I_{м}, \quad (5.6),$$

где, $I_{м}$ - наибольший рабочий ток цепи, для которой предназначен проводник (в нормальном или послеаварийном режиме); $I'_{д}$ - длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки; $k_{п}$ - поправочный коэффициент, вводимый для случая, когда фактические условия (температура окружающей среды и т. п.) отличаются от расчетных. Если поправочных коэффициентов несколько, то $k_{п}$ равен их произведению

Пример 1. Определить сечение сталеалюминевых проводов двухцепной линии трехфазного тока напряжением 110 кВ с наибольшей нагрузкой в нормальном режиме $S_M = (40 + j20) \text{ MVA}$. Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_M = 6000 \text{ ч}$.

Рабочий ток в фазе одной цепи линии

$$I_M = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2} \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 117 \text{ A}$$

При $T_M = 6000 \text{ ч}$ экономическая плотность тока $j_{э} = 1 \text{ A/mm}^2$.

Экономическое сечение проводов линии

$$F_{э} = \frac{117}{1} = 117 \text{ mm}^2$$

В соответствии со стандартом выбираем провода марки АС-120.

Допустимый ток $I_{д}$ по нагреву для сталеалюминевых проводов марки АС-120, проложенных вне помещений при температуре воздуха $+25^\circ\text{C}$, равен 380 А. Проверка выбранного сечения проводов по нагреву показывает, что

$$I_M < I_{д}$$

В послеаварийном режиме при отключении одной линии рабочий ток оставшейся в работе линии равен:

$$I_{нав} = 2 \times 117 = 234 \text{ A} < I_{д}$$

Выбранное сечение провода удовлетворяет также условиям исключения общей короны, так как сечение 120 мм^2 больше допустимого по условиям коронирования.

Пример 2. Определим сечение проводов кольцевой воздушной линии трехфазного тока. (рис.5.1). Число часов использования наибольших нагрузок $T_M = 4200 \text{ ч}$.

Найдем потокораспределение в сети

$$\dot{S}_{A1} = \frac{(33 + j16,5) \cdot 55 + (22 + j6,6) \cdot 35}{100} = (25,8 + j11,4) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Нагрузка второго головного участка И2

$$\dot{S}_{A2} = (33 + j16,5) + (22 + j6,6) - (25,8 + j11,4) = (29,2 + j11,7) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Нагрузка участка 12

$$\dot{S}_{12} = (33 + j16.5) - (25.8 + j11.4) = (7.2 + j5.1) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

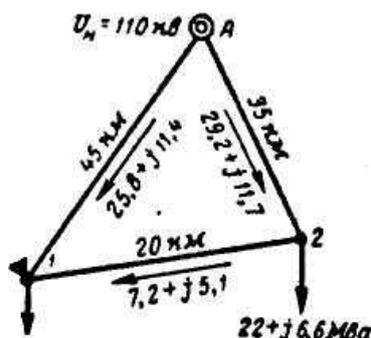


Рис. 5.1 Схема сети к примеру 5.2.

Потокораздел выявлен в точке 1.

Определяем рабочие токи в линиях при номинальном напряжении сети:

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{25.8^2 + 11.4^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 148 \text{ А}$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{7.2^2 + 5.1^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46.3 \text{ А}$$

$$I_{A2} = \frac{\sqrt{29.2^2 + 11.7^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165 \text{ А}$$

Экономическая плотность тока сталеалюминевых проводов при $T_M=4200$ ч равна $1,1$ А/мм². Экономические сечения проводов линий:

$$F_{A2} = \frac{165}{1.1} = 150 \text{ мм}^2; \quad F_{A1} = \frac{148}{1.1} = 135 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = \frac{46.3}{1.1} = 42 \text{ мм}^2$$

Для головных участков И1 и И2 выбираем соответственно стандартные провода марок АС-120 и АС-150 при $I_0=380$ и 445 А. Для участка 12 из условий коронирования выбираем провода марки АС-70 при $I_0=265$ А.

В послеаварийном режиме при отключении одного из головных участков линии по другому пойдет суммарный ток всей нагрузки сети

$$I_{наг} = \frac{\sqrt{55^2 + 23,1^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 313 \text{ А}$$

что меньше допустимого тока для проводов марки АС-120.

Наибольший ток в послеаварийном режиме, протекающий, по линии 12, равен:

$$I_{наг} = \frac{\sqrt{33^2 + 16,5^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 198 \text{ А}$$

что меньше допустимого тока для проводов марки АС-70.

Пример 5.3. На рис. 5.2 изображена схема воздушной сети трехфазного переменного тока напряжением 380В с алюминиевыми проводами, питающей несколько мелких промышленных потребителей ($T_M = 2800$ ч) от источника И. Среднее геометрическое расстояние между проводами -

$D_{ср} = 600$ мм. Нагрузки сети в киловаттах (кВт) и киловольт – амперах (квар) и длины участков в метрах указаны на схеме.

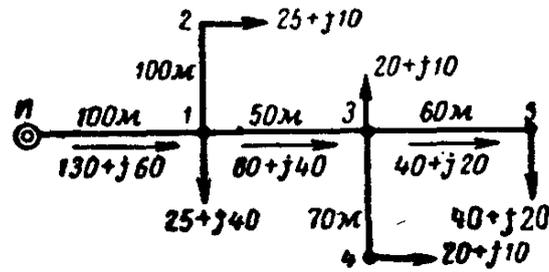


Рис. 5.2. Схема сети к примеру № 5.3.

Длина сети невелика, поэтому магистральную линию И5 выполняем проводом одного сечения. Ответвления от магистральной линии могут иметь другие сечения. Расчеты, произведенные с учетом заданных исходных условий, показали, что величина наибольших потерь напряжения в рассматриваемой сети не должна превышать величины 7 % (26,6В).

Сечения проводов определяем по допустимым потерям напряжения и проверяем по условиям нагрева.

Расстояние между проводами линии мало, поэтому задаемся $x=0,35 \text{ Ом/км}$.

Определяем составляющую ΔU_x потери напряжения, подставляя x (Ом/км), длины участков сети (км), значения реактивной мощности по участкам сети (квар) и напряжения сети (В). Вводится коэффициент 10^3 для получения потерь напряжения в вольтах

$$\Delta U_x = \frac{0,35 \cdot 10^3}{380} (60,0 + 40 \cdot 0,05 + 20 \cdot 0,06) = 9В$$

Допустимое значение составляющей ΔU_{20} потерь напряжения равно:

$$\Delta U_{20} = \Delta U_d - \Delta U_x = 26,6 - 9 = 17,6В$$

Определяем сечение проводов линии И5, подставляя проводимость алюминия $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$, длины участков сети (м), активные мощности, протекающие по участкам сети (кВт), напряжение сети и потери напряжения (В) (коэффициент 10^3 введен для перевода нагрузки в ватты):

$$F = \frac{10^3 (130 \cdot 100 + 80 \cdot 50 + 40 \cdot 60)}{380 \cdot 32 \cdot 17,6} \approx 89 \text{ мм}^2$$

Выбираем провода ближайшего стандартного сечения А-95, для которых $z=0,33 \text{ Ом/км}$ и $x=0,300$.

Определяем действительные потери напряжения по формуле

$$\begin{aligned} \Delta U_{И5} &= \frac{0,33 \cdot 10^3}{380} (130 \cdot 0,11 + 80 \cdot 0,05 + 40 \cdot 0,06) + \\ &+ \frac{0,300 \cdot 10^3}{380} (60 \cdot 0,11 + 40 \cdot 0,05 + 20 \cdot 0,06) = 18 + 7,8 = 25,8В < \Delta U_d \end{aligned}$$

Действительные потери напряжения в магистральной линии на участке И1

$$\Delta U_{И1} = \frac{0,33 \cdot 10^3}{380} 130 \cdot 0,11 + \frac{0,3 \cdot 10^3}{380} 60 \cdot 0,11 = 12,4 + 5,2 = 17,6 В.$$

Допустимая величина потерь напряжения на участке 12

$$\Delta U_d = 26,6 - 17,6 = 9В.$$

Составляющая ΔU_x потерь напряжения на участке 12 в предположении, что $x=0,35 \text{ Ом/км}$:

$$\Delta U_x = \frac{0.35 \cdot 10^3}{380} 10 \cdot 0.1 = 0.9 \text{ В}$$

Допустимое значение составляющей $\Delta U_{\text{до}}$ потерь напряжения на участке 12:

$$\Delta U_{\text{до}} = 9 - 0,9 = 8,1 \text{ В.}$$

Сечение проводов линии 12

$$F = \frac{10^3 \cdot 25 \cdot 100}{380 \cdot 32 \cdot 8.1} = 25.4 \text{ мм}^2$$

Выбираем провода А-25, для которых $r = 1,27 \text{ Ом/км}$, $x = 0,345 \text{ Ом/км}$.

Действительные потери напряжения в линии 12

$$\Delta U_{12} = \frac{1,27 \cdot 10^3}{380} 25 \cdot 0,1 + \frac{0,345 \cdot 10^3}{380} 10 \cdot 0,1 = 8,3 + 0,9 = 9,2 \text{ В} \approx \Delta U_{\text{д}}$$

Действительная потеря напряжения на участке И3

$$\Delta U_{\text{И3}} = \frac{0,33 \cdot 10^3}{380} (130 \cdot 0,11 + 80 \cdot 0,05) + \frac{0,3 \cdot 10^3}{380} (60 \cdot 0,11 + 40 \cdot 0,05) = 15,9 + 6,8 = 22,7 \text{ В}$$

Допустимые потери напряжения на участке 34

$$\Delta U_{\text{до}} = 26,6 - 22,7 = 3,9 \text{ В,}$$

Составляющая ΔU_x потерь напряжения на участке 34 в предположении что $x = 0,35 \text{ Ом/км}$:

$$\Delta U_x = \frac{0.35 \cdot 10^3}{380} 10 \cdot 0.07 = 0,64 \text{ В}$$

Допустимое значение составляющей ΔU_r потерь напряжения на участке 34:

$$\Delta U_r = 3,9 - 0,64 = 3,26 \text{ В.}$$

Сечение проводов линии 34

$$F = \frac{10^3 \cdot 20 \cdot 70}{380 \cdot 32 \cdot 3,26} = 35.2 \text{ мм}^2$$

Выбираем провода А-35, для которых $r = 0,91 \text{ Ом/км}$ и $x = 0,336 \text{ Ом/км}$.

Действительные потери напряжения в линии 34

$$\Delta U_{34} = \frac{0,91 \cdot 10^3}{380} 20 \cdot 0,07 + \frac{0,336 \cdot 10^3}{380} 10 \cdot 0,07 \approx 3,3 + 0,6 = 3,9 \text{ В} = \Delta U_{\text{д}}$$

Проверяем сечения проводов линий по условиям нагрева.

Наибольший рабочий ток линии И1

$$I_{\text{И1}} = \frac{\sqrt{130^2 + 60^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 217 \text{ А} < 325 \text{ А}$$

(приложение Ш).

Наибольший рабочий ток линии 12

$$I_{12} = \frac{\sqrt{25^2 + 10^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 41 \text{ А} < 135 \text{ А}$$

Наибольший рабочий ток линии 34

$$I_{34} = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 34 \text{ А} < 170 \text{ А}$$

Таким образом, выбранные сечения проводов удовлетворяют всем требованиям.

Литература: /3/, стр. 35-89 , /4/ стр 121-176

Практическое занятие № 6.

Расчет электрических нагрузок цеха. Выбор числа и мощности питающих трансформаторов

Цель занятия: Показать расчеты нагрузок методом упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума)

Основные вопросы:

1. Основные положения и методика расчета
 - 1.1 Методика расчета по методу упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума)
 - 1.2 Приведение мощностей трехфазных приемников к длительному режиму.
 - 1.3 Приведение однофазных приемников к условной трехфазной мощности.
 - 1.4 Определение потерь мощности в трансформаторе
1. Пример расчета

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

1.1. Метод упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума)

Это основной метод расчета электрических нагрузок, который сводится к определению

максимальных (P_M , Q_M , S_M) расчетных нагрузок группы электроприемников.

$$P_M = K_M P_{cm}; \quad Q_M = K'_M Q_{cm}; \quad S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2},$$

где, P_M - максимальная активная нагрузка, кВт;

Q_M - максимальная реактивная нагрузка, квар;

S_M - максимальная полная нагрузка, кВА;

K_M - коэффициент максимума активной нагрузки;

K'_M - коэффициент максимума реактивной нагрузки;

P_{cm} - средняя активная мощность за наиболее нагруженную смену, кВт;

Q_{cm} - средняя реактивная мощность за наиболее нагруженную смену, квар.

$$P_{cm} = K_u P_n; \quad Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi,$$

где, K_u - коэффициент использования электроприемников, определяется на основании опыта эксплуатации по таблице 1.5.1;

P_n - номинальная активная групповая мощность, приведенная к длительному режиму, без учета резервных электроприемников, кВт;

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

$K_M = F(K_u, n_3)$ определяется по таблицам (графикам) (см. табл. 1.5.3), а при

отсутствии их может быть вычислен по формуле: $K_M = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_3}} \sqrt{\frac{1 - K_{u,cp}}{K_{u,cp}}}$

где, n_3 - эффективное число электроприемников;

$K_{u,cp}$ - средний коэффициент использования группы электроприемников,

$$K_{u,cp} = \frac{P_{cm\Sigma}}{P_{n\Sigma}}$$

где, $P_{cm\Sigma}$, $P_{n\Sigma}$ - суммы активных мощностей за смену и номинальных в группе электроприемников, кВт;

$n_3 = F(n, m, K_{u,cp}, P_n)$ может быть определено по упрощенным вариантам (таблица 6.2),

n - фактическое число электроприемников в группе;

m - показатель силовой сборки в группе: $m = P_{н.нб} / P_{н.нм}$

где, $P_{н.нб}$, $P_{н.нм}$ - номинальные приведенные к длительному режиму активные мощности электроприемников наибольшего и наименьшего в группе, кВт. В соответствии с практикой проектирования принимается $K'_m = 1,1$ при $n_э \leq 10$; $K'_m = 1$ при $n_э > 10$.

1.2. Приведение мощностей 3-фазных электроприемников к длительному режиму

$P_n = P_{II}$ - для электроприемников ДР;

$P_n = P_{II} \sqrt{ПВ}$ - для электроприемников ПКР;

$P_n = S_{II} \cos \varphi \sqrt{ПВ}$ - для сварочных трансформаторов ПКР;

$P_n = S_{II} \cos \varphi$ - для трансформаторов ДР,

где, P_n , P_{II} - приведенная и паспортная активная мощность, кВт;

S_{II} - полная паспортная мощность, кВА;

ПВ - продолжительность включения, отн. ед.

1.3. Приведение 1-фазных нагрузок к условной 3-фазной мощности

Нагрузки распределяются по фазам с наибольшей равномерностью и определяется величина неравномерности (H)

$$H = \frac{P_{ф.нб} - P_{ф.нм}}{P_{ф.нм}} 100\%$$

где, $P_{ф.нб}$, $P_{ф.нм}$ - мощность наиболее и наименее загруженной фазы, кВт. При $H > 15\%$ и включении на фазное напряжение

$$P_y^{(3)} = 3P_{м.ф}^{(1)}$$

где, $P_y^{(3)}$ - условная 3-фазная мощность (приведенная), кВт; $P_{м.ф}^{(1)}$ - мощность наиболее загруженной фазы, кВт.

При $H > 15\%$ и включении на линейное напряжение

$P_y^{(3)} = \sqrt{3}P_{м.ф}^{(1)}$ - для одного электроприемника;

$P_y^{(3)} = 3P_{м.ф}^{(1)}$ - для нескольких электроприемников.

При $H < 15\%$ расчет ведется как для 3-фазных нагрузок (сумма всех 1-фазных нагрузок).

Примечание. Расчет электроприемников ПКР производится после приведения к длительному режиму.

1.4. Определение потерь мощности в трансформаторе

Приблизительно потери мощности в трансформаторе учитываются в соответствии с соотношениями

$$\Delta P = 0,02S_{HH}; \quad \Delta Q = 0,1S_{HH}; \quad \Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2}; \quad S_{BH} = S_{HH} + \Delta S$$

1.5. Определение мощности наиболее загруженной фазы

При включении на линейное напряжение нагрузки отдельных фаз однофазных электроприемников определяются как полусуммы двух плеч, прилегающих к данной фазе (рис. 6.1)

$$P_A = \frac{P_{AC} + P_{AB}}{2} \quad P_B = \frac{P_{AB} + P_{BC}}{2} \quad P_C = \frac{P_{BC} + P_{AC}}{2}$$

Из полученных результатов выбирается наибольшее значение.

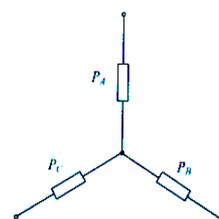
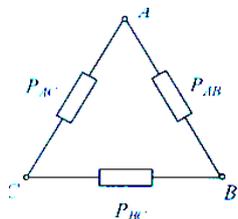


Рис. 6.1. Схема включения 1-фазных нагрузок на линейное напряжение

Рис. 6.2. Схема включения 1-фазных нагрузок на фазное напряжение

При включении 1-фазных нагрузок на фазное напряжение нагрузка каждой фазы определяется суммой всех подключенных нагрузок на эту фазу (рис. 6.2).

Таблица 6.1. Рекомендуемые значения коэффициентов

Наименование механизмов и аппаратов	K_u	K_c	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (токарные, фрезерные, сверлильные, точильные, карусельные и т. п.)	0,14	0,16	0,5	1,73
Металлорежущие станки крупносерийного производства с нормальным режимом работы (те же)	0,16	0,2	0,6	1,33
Металлорежущие станки с тяжелым режимом работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные)	0,17	0,25	0,65	1,17
Переносной электроинструмент	0,06	0,1	0,65	1,17
Вентиляторы, сантехническая вентиляция	0,6	0,7	0,8	0,75
Насосы, компрессоры, дизельгенераторы	0,7	0,8	0,8	0,75
Краны, тельферы	0,1	0,2	0,5	1,73
Сварочные трансформаторы	0,25	0,35	0,35	2,67
Сварочные машины (стыковые и точечные)	0,2	0,6	0,6	1,33
Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75	0,8	0,95	0,33

Таблица 6.2. Упрощенные варианты определения n_Σ

n	$K_{u.cр}$	t	P_n	Формула для n_Σ
< 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Переменная	$n_\Sigma = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_n \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_n^2}$
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Постоянная	$n_\Sigma = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	< 3	Переменная	$n_\Sigma = n$
≥ 5	$< 0,2$	< 3		n_Σ не определяется, а $P_M = K_3 P_{n,\Sigma}$, где K_3 - коэффициент загрузки $K_{3(нкp)} = 0,75$ (повторно-кратковр. режим) $K_{3(дp)} = 0,9$ (длительный режим) $K_{3(ав)} = 1$ (автоматический режим)
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3		$n_\Sigma = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_n}{\sum_{i=1}^n P_{n,нб}}$
≥ 5	$< 0,2$	≥ 3		Применяются относительные единицы $n_\Sigma = n_\Sigma^* n$; $n_\Sigma^* = F(n^*, P^*)$; $n^* = \frac{n_1}{n}$ $P^* = \frac{P_n}{P_{n,n}}$
> 300	$\geq 0,2$	≥ 3	-	$n_\Sigma = n$

Примечание. В таблице 6.2:

K_3 - коэффициент загрузки — это отношение фактической потребляемой активной мощности (P_ϕ) к номинальной активной мощности (P_n) электроприемника;

$n_{\text{э}}^*$ - относительное число эффективных электроприемников определяется по таблице 6.4.

n_1 - число электроприемников с единичной мощностью больше или равной $0,5P_{n.\text{нб}}$

n^* - относительное число наибольших по мощности электроприемников;

P^* - относительная мощность наибольших по мощности электроприемников.

Таблица 6.3. Зависимость $K_M = F(n_{\text{э}}, K_u)$

$n_{\text{э}}$	Коэффициент использования, K_u									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	3,43	3,22	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
35	1,25	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,1	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,06	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02

Таблица 6.4. Значения $n_p^* = F(n^*, P^*)$

n^*	P^*																			
	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1	
1	2	3	4	5	6	7/8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,01	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,03	0,03	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34	
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,059	0,1	0,14	0,2	0,32	0,52	
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,019	0,026	0,36	0,51	0,71	
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,16	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81	
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,15	0,18	0,22	0,22	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86	
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,1	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,21	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9	
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,27	0,47	0,58	0,7	0,83	0,92	
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,2	0,24	0,28	0,33	0,4	0,33	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94	
0,10	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,4	0,47	0,38	0,66	0,70	0,85	0,92	0,95	
0,15	0,14	0,16	0,17	0,2	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,48	0,8	0,88	0,93	0,95		
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,56	0,89	0,93	0,95			

Продолжение табл. 1.5.4

1	2	3	4	5	6	7/8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,72	0,83	0,95			
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,6	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,84	0,95				
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,5	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95					
0,4	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95						
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,7	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95							
0,5	0,48	0,53	0,58	0,64	0,7	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95								
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95									
0,6	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95										
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95											
0,7	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95												
0,75	0,71	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95													
0,8	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95														
0,85	0,8	0,88	0,94	0,95															
0,9	0,85	0,92	0,95																
1,0	0,95																		

Таблица 6.5. Технические данные электроприемников

№ п/п	Наименование электроприемника	$P_{и}$, кВт	n	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	2	3	4	5	6	7
1	3-фазный ДР. Компрессорная установка	28	5	0,65	0,8	0,75
2	Вентиляторная установка	15	4	0,7		
3	Насосная установка	55	8	0,14	0,5	1,73
4	Станок фрезерный	11,5	14			
5	Станок токарный	14	12			
6	Станок строгальный	11	10			
7	Станок карусельный	40	2			
8	Станок наждачный	2,8	5			
9	Станок винторезный	15	6			
10	Станок расточный	42	2			
11	Станок шлифовальный	3	15			
12	Станок слиткообдирочный	45	4			
13	Станок галтовочный	4	8			
14	Молот ковочный	15	7	0,24	0,65	1,17
15	Пресс штамповочный	4,5	12			
16	Автомат фрезерный	7,5	20	0,75	0,35	2,67
17	Печь индукционная	8	4			

18	Печь дуговая	30	4		0,87	0,56
19	Печь сопротивления	35	6	0,8	0,95	0,33
20	Конвейер ленточный	35	2	0,55	0,75	0,88
21	Транспортер роликовый	35	3			
22	3-фазный ПКР Кран мостовой, ПВ=25%	30	2	0,05	0,5	1,73
23	Тележка подвесная, ПВ=40%	4	8	0,1		
24	Тельфер транспортный, ПВ=60%	10	3			
25	1-фазный ПКР Трансформатор варочный, ПВ=40%	28кВА	5	0,2	0,4	2,29
26	Аппарат дуговой сварки, ПВ=60%	16кВА	5	0,3	0,35	2,67
27	Аппарат стыковой сварки, ПВ=25%	14кВА	5	0,35	0,55	1,51
28	Осветительная установка. Лампа накаливания	9...11		0,85	1	-
29	Газоразрядные лампы	Вт/м ²			0,95	0,33

Пример 6.1

Дано: Вариант - 30 ; Категория ЭСН-1

Электроприемники:

№ 1—7—19—21—24—25—29 . Цех машиностроения — 350 м²

Требуется:

- Составить схему ЭСН;
- Рассчитать нагрузки и заполнить сводную ведомость нагрузок;
- Выбрать ТП-10/0,4.

Решение:

- По таблице 1.5.5 по номерам находятся нужные электроприемники и разбиваются на группы: 3-фазный ДР, 3-фазный ПКР, 1-фазный ПКР, ОУ.

Выбираются виды РУ: ШМА, РП, ЩО.

Исходя из понятия категории ЭСН-1, составляется схема ЭСН с учетом распределения нагрузки.

Так как потребитель 1 категории ЭСН, то ТП — двухтрансформаторная, а между секциями НН устанавливается устройство АВР (автоматическое включение резерва).

Так как трансформаторы должны быть одинаковые, нагрузка распределяется по секциям примерно одинаково, а поэтому принимаются следующие РУ: РП1 (для 3-фазного ПКР), РП2 (для 1-фазного ПКР), ЩО, ШМА1 и ШМА2 (для 3-фазного ДР). Такой выбор позволит уравнивать нагрузки на секциях и сформировать схему ЭСН (рис. 6.4).

Нагрузки 3-фазного ПКР приводятся к длительному режиму

$$P_n = P_{\Pi} \sqrt{ПВ} = 5 \sqrt{0,6} = 3,9 \text{ кВт.}$$

- Нагрузка 1-фазного ПКР, включенная на линейное напряжение, приводится к длительному режиму и к условной 3-фазной мощности:

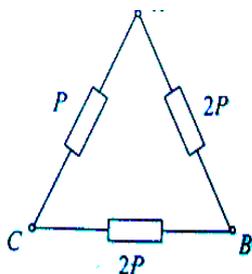


Рис.6.3. Распределение однофазной нагрузки по фазам

$$P_n = S_{\Pi} \cos \varphi \sqrt{ПВ} = 28 \times 0,4 \sqrt{0,4} = 7,1 \text{ кВт}$$

$$P_B = P_{\text{ф.нб}} = \frac{2P_n + 2P_n}{2} = 2P_n = 2 \cdot 7,1 = 14,2 \text{ кВт}$$

$$P_A = P_C = P_{\text{ф.нм}} = \frac{P_n + 2P_n}{2} = 1,5P_n = 1,5 \cdot 7,1 = 10,7 \text{ кВт}$$

$$H = \frac{P_{ф.нб} - P_{ф.нм}}{P_{ф.нм}} 100\% = \frac{14,2 - 10,7}{10,7} 100\% = 33\% \geq 15\%$$

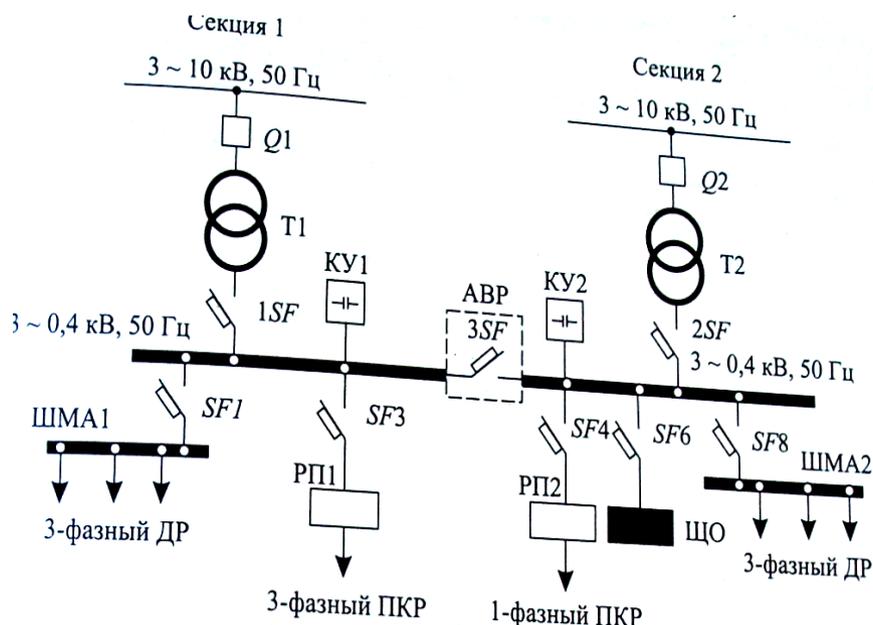


рис.6.4. Схема ЭСН цеха

Тогда , $P_y^{(3)} = \sqrt{3}P_{ф.нб}^{(1)} = 3 \cdot 14,2 = 42,6$ кВт

Определяется методом удельной мощности нагрузка ОУ:

- $P_{OУ} = P_{уд}S = 10 \times 350 \times 10^{-3} = 3,5$ кВт.

- Распределяется нагрузка по секциям.

Секция 1	Нагрузка приведенная, кВт		Секция 2
РП1			РП2
Тельфер 3,9×8	31,2	42,6	42,6 Трансформатор сварочный
			ЩО
		3,5	3,5
ШМА1			ШМА2
Компрессорная установка 28×3	84	56	28×2 Компрессорная установка
Станок карусельный 40×1	40	40	40×1 Станок карусельный
Печь сопротивления 35×3	105	105	35×3 Печь сопротивления
Транспортер 10×1	10	20	10×2 Транспортер
ИТОГО	270,2	267,1	ИТОГО

Примечание. Резервные электроприемники в расчете электрических нагрузок не учитываются.

Согласно распределению нагрузки по РУ заполняется «Сводная ведомость...» (таблица 1.5.6).

Колонки 1,2,3,5,6,7.

Колонка 4: $P_{н.Σ} = P_{н.п}$, кроме РП2 с 1-фазными электроприемниками и ЩО.

Так как на РП1, РП2, ЩО электроприемники одного наименования, итоговых расчетов не требуется.

Расчеты производятся для ШМА1 и ШМА2.

Определяется $m = P_{н.нб} / P_{н.нм}$, результат заносится в колонку 8.

Определяются $P_{см} = K_u P_u$, $Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi$, $S_{см} = \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2}$ результаты заносятся в колонки 9, 10, 11 соответственно.

$$\text{Определяются } K_{u.ср} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{н\Sigma}} \cos \varphi = \frac{P_{см\Sigma}}{S_{н\Sigma}} \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{см\Sigma}}{S_{н\Sigma}}$$

для ШМА1 и ШМА2, результаты заносятся в колонки 5, 6, 7 соответственно.

Определяется $n_\varphi = F(n, m, K_{u.ср}, P_n) = F(8, > 3, > 0,2, \text{переменная}) = 8$, результат заносится в колонку 12.

Определяется $K_M = F(K_{u.ср}, n_\varphi)$, результат заносится в колонку 13.

Определяются $P_M = K_M P_{см}$; $Q_M = K'_M Q_{см}$; $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$, результат заносится в колонки 15, 16, 17.

Определяется ток на РУ, результат заносится в колонку 18.

$$I_{M(ПП1)} = \frac{S_{M(ПП1)}}{\sqrt{3}U_\lambda} = \frac{18,8}{1,73 \cdot 0,38} = 28,6A$$

$$I_{M(ПП2)} = \frac{S_{M(ПП2)}}{\sqrt{3}U_\lambda} = \frac{21,3}{1,73 \cdot 0,38} = 32,4A$$

$$I_{M(ШМА1)} = \frac{S_{M(ШМА1)}}{\sqrt{3}U_\lambda} = \frac{215}{1,73 \cdot 0,38} = 326,8A$$

$$I_{M(ШМА2)} = \frac{S_{M(ШМА2)}}{\sqrt{3}U_\lambda} = \frac{196}{1,73 \cdot 0,38} = 297,9A$$

$$I_{M(ЩО)} = \frac{S_{M(ЩО)}}{\sqrt{3}U_\lambda} = \frac{3,2}{1,73 \cdot 0,38} = 4,9A$$

Определяются потери в трансформаторе, результаты заносятся в колонки 15,16,17.

$$\Delta P = 0,02 S_{м(НН)} = 0,02 \cdot 473,1 = 9,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 0,1 S_{м(НН)} = 0,1 \cdot 473,1 = 47,3 \text{ квар}$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{9,5^2 + 47,3^2} = 48,3 \text{ кВА}$$

Определяется расчетная мощность трансформатора с учетом потерь, но без компенсации реактивной мощности.

$$S_T \geq S_p = 0,7 S_{м(ВН)} = 365 \text{ кВА}$$

По справочникам выбирается КТП 2×400 -10/0,4;С двумя трансформаторами ТМ 400-10/0,4;

$$R_m = 5,6 \text{ мОм};$$

$$X_m = 14,9 \text{ мОм};$$

$$Z_m = 15,9 \text{ мОм};$$

$$Z_m^{(1)} = 195 \text{ мОм};$$

$$K_3 = S_{НН}/S_m = 473,1/2 \cdot 400 = 0,59.$$

$$\Delta P_{xx} = 0,950 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$U_{кз} = 4,5\% ;$$

$$I_{xx} = 2,1\%.$$

Ответ: Выбрана цеховая КТП 2 × 400-10/0,4; $K_3 = 0,59$.

Таблица 1.5.6. Сводная ведомость нагрузок по цеху

1	Нагрузка установленная							Нагрузка средняя за смену						Нагрузка максимальная			
	P_n , кВт	n	$P_{n\Sigma}$, кВт	K_n	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	m	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, кВА	$S_{см}$, кВ*А	n_3	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , кВА	S_m , кВ*А	I_m , А
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
РП1 Тельфер транспортный, ПВ=60%	5-3,9	8	31,2	0,3	0,5	1,73	-	9,4	16,3	18,8	-	-	-	9,4	16,3	18,8	28,6
РП2 Трансформатор сварочный, 1-ф, ПВ=40%	7,1	5	42,6	0,2	0,4	2,29	-	8,5	19,5	21,3	-	-	-	8,5	19,5	21,3	32,4
ШМА2 Компрессорная установка	28	2	56	0,65	0,8	0,75		36,4	27,3								
Станок карусельный	40	1	40	0,14	0,5	1,73		6,6	9,7								
Печь сопротивления	35	3	105	0,8	0,95	0,33		84	27,7								
Транспортер роликовый	10	2	20	0,55	0,75	0,88		11	9,7								
ВСЕГО по ШМА-2	-	8	221	0,62	0,88	0,63	>3	137	74,4	155,9	8	1,3	1,1	178,1	81,8	196	297,9
ЦО ОУ с ГРЛ	-	-	3,5	0,85	0,95	0,33	-	3	1	3,2	-	-	-	3	1	3,2	4,9
Всего на ШНН								307,6	194,4	363,9	-	-	-	393,6	210,1	473,1	-
Потери													9,5	47,3	48,3	-	
Всего на ВН													403,1	257,4	521,4	-	

Литература: /2/, стр. 25-39

Практическое занятие № 7. Определение местоположения подстанции

Цель занятия: Показать определение центра электрических нагрузок, для определения рационального месторасположения подстанции.

Основные вопросы:

1. Основные положения и соотношения и методика расчета
2. Пример расчета

Методические рекомендации

1. Основные положения и соотношения и методика расчета

Определить местоположение подстанции — это значит найти координаты центра нагрузок. По исходным данным построить оси X и Y генплана и нанести центры электрических нагрузок (ЦЭН) каждого цеха.

С учетом размеров территории генплана выбрать масштаб нагрузок, ориентируясь на наибольшую и наименьшую, приняв удобный радиус.

где, m - масштаб нагрузок, $кВт/км$ или $квар/км$;

$P_{нм}, Q_{нм}$ - наименьшая мощность цеха, кВт или квар;

R_m - наименьший визуально воспринимаемый радиус картограммы нагрузки, км.

Величина t округляется и принимается как для активных, так и для реактивных нагрузок.

Определяются радиусы кругов активных и реактивных нагрузок всех цехов

$$R_a = \sqrt{\frac{P}{\pi m_a}} \qquad R_p = \sqrt{\frac{Q}{\pi m_p}}$$

R_a и R_p - радиусы реактивной и активной нагрузок, км;

P и Q - активная и реактивная нагрузки цехов, кВт и квар;

m_a, m_p - масштаб нагрузок активной и реактивной, $кВт/км^2$ или $квар/км^2$.

Если даны только P и $\cos \varphi$, то $Q = P \operatorname{tg} \varphi$

Определяются условные координаты ЦЭН всего предприятия:

$$X_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \qquad Y_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

$A(X_{a0}, Y_{a0})$ — местоположение ГПП;

$$X_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i X_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} \qquad Y_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i Y_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

$B(X_{p0}, Y_{p0})$ — местоположение ККУ

X_{a0}, Y_{a0} — координаты ЦЭН активных, км;

X_{p0}, Y_{p0} — координаты ЦЭН реактивных, км;

ККУ — комплектное компенсирующее устройство;

ГПП — главная понизительная подстанция.

- Составляется картограмма нагрузок, на которую наносятся все необходимые данные.

Примечания.

1. Картограмму нагрузок можно составить для цеха и определить ЦЭН, т. е. определить место установки внутрицеховой ТП.

2. Величина нагрузок на генплане изображается кругами, площадь которых пропорциональна им.

Пример 7.1.

Дано: Генплан 3 x 2 км с силовыми нагрузками цехов (1 кл. = 0,1 км)

Параметр	Номер цеха				
	Ц1	Ц2	Ц3	Ц4	Ц5
Р, кВт	100	160	1000	400	25
X, км	0,6	1,45	2,4	1,55	0,4
Y, км	1,45	1,25	0,9	0,55	0,4
cosφ	0,7	0,75	0,9	0,8	0,6

Требуется:

- определить координаты ЦЭН активных;
- определить координаты ЦЭН реактивных;
- нанести данные на генплан.

Решение:

• Наносятся на генплан центры электрических нагрузок (ЦЭН) каждого цеха (рис. 7.1),

штаб генплана $m_r = 0,2$ км/см.

• Определяются радиусы кругов активных и реактивных нагрузок, исходя из масштаба генплана.

• Определяется масштаб активных (m_a) нагрузок, исходя из масштаба генплана.

Принимается для наименьшей нагрузки (Ц5) радиус $R_{a5} = 0,1$ км, тогда

$$m_a = \frac{P_5}{\pi R_{a5}^2} = \frac{25}{3,14 \cdot 0,1^2} = 796 \text{ кВт/км}^2.$$

Принимается $m_a = 800$ кВт/км².

Определяется радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе

$$R_{a3} = \sqrt{\frac{P_3}{\pi m_a}} = \sqrt{\frac{1000}{3,14 \cdot 800}} = 0,63 \text{ км}$$

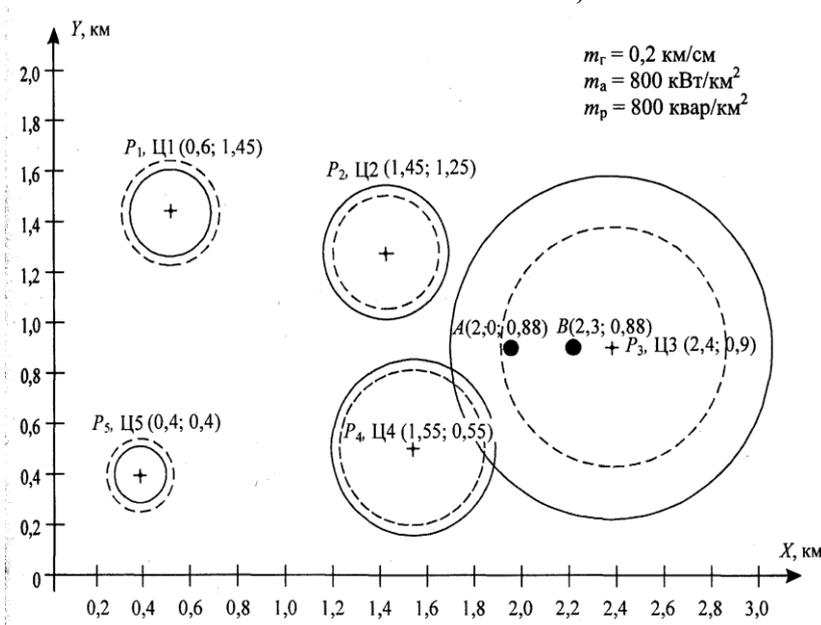


Рис. 7.1. Картграмма нагрузок

Нанесение нагрузок на генплан в данном масштабе возможно, масштаб утверждается.

Определяются радиусы кругов для остальных нагрузок:

$$R_{ai} = \sqrt{\frac{P}{\pi m_a}}; \quad R_{ai} = 2 \cdot 10^{-2} \sqrt{P_i}$$

Результаты заносятся в «Сводную ведомость нагрузок цехов» (таблица 7.1).

Определяются реактивные нагрузки каждого цеха из соотношения:

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi_i \operatorname{tg} \varphi_i, \text{ определяется по } \cos \varphi_i$$

Определяются радиусы кругов для реактивных нагрузок при том же масштабе, т. е. при $m_p = 800$ квар/км² по формуле:

$$R_{pi} = 2 \cdot 10^{-2} \sqrt{Q_i}$$

Результаты заносятся в «Сводную ведомость нагрузок».

Нагрузки кругами наносятся на генплан, активные - сплошной линией, реактивные - штриховой.

Определяются условные ЦЭН активной и реактивной:

$$X_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{100 \cdot 0,6 + 160 \cdot 1,25 + 1000 \cdot 2,4 + 400 \cdot 1,55 + 25 \cdot 0,4}{100 + 160 + 1000 + 400 + 25} = 2_{км}$$

$$Y_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{100 \cdot 1,45 + 160 \cdot 1,25 + 1000 \cdot 0,9 + 400 \cdot 0,55 + 25 \cdot 0,4}{100 + 160 + 1000 + 400 + 25} = 0,88_{км}$$

Вблизи точки А(2,0; 0,88) располагают ГПП.

$$X_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i X_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} = \frac{102 \cdot 0,6 + 141 \cdot 1,45 + 480 \cdot 2,4 + 300 \cdot 1,55 + 33 \cdot 0,4}{102 + 141 + 480 + 300 + 33} = 2,3_{км}$$

$$Y_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i Y_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} = \frac{102 \cdot 1,45 + 141 \cdot 1,25 + 480 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,55 + 33 \cdot 0,4}{102 + 141 + 480 + 300 + 33} = 0,88_{км}$$

Вблизи точки В(2,3; 0,83) располагают ККУ или синхронный компенсатор (СК).

• Составляются картограммы нагрузок для всего предприятия и наносятся необходим данные.

Таблица 7.1. Сводная ведомость нагрузок цехов

Параметр	Номер цеха				
	Ц1	Ц2	Ц3	Ц4	Ц5
P, кВт	100	160	1000	400	25
Ra, км	0,2	0,25	0,63	0,4	0,1
cos φ _i	0,7	0,75	0,9	0,8	0,6
tg φ _i	1,02	0,88	0,48	0,75	1,33
Q, квар	102	141	480	300	33
R _p , км	0,22	0,24	0,44	0,35	0,11

Ответ: Место установки ГПП и ЦЭН точка А(2; 0,88). Место установки ККУ и ЦЭН то В(2,3; 0,88).

Литература: /2/, стр. 55-89

Практическое занятие № 8. Расчет и выбор компенсирующего устройства

Цель занятия: Освоить методику расчета и выбора компенсирующих устройств (КУ) **Основные вопросы:**

1. Основные положения и методика расчета
2. Пример расчета

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

Для выбора компенсирующего устройства (КУ) необходимо знать:

- расчетную реактивную мощность КУ;
- тип компенсирующего устройства;
- напряжение КУ.

Расчетную реактивную мощность КУ можно определить из соотношения

$$Q_{к.р} = \alpha P_m (tg\varphi - tg\varphi_k),$$

где, $Q_{к.р}$ - расчетная мощность КУ, квар;

α - коэффициент, учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$;

$tg\varphi, tg\varphi_k$ - коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.

Компенсиацию реактивной мощности по опыту эксплуатации производят до получения значения $\cos\varphi_k = 0,92 \dots 0,95$.

Задавшись $\cos\varphi_k$ из этого промежутка, определяют $tg\varphi_k$.

Значения $P_m, tg\varphi$ выбираются по результату расчета нагрузок из «Свободной ведомости нагрузок».

Задавшись типом КУ, зная $Q_{к.р}$ и напряжение, выбирают стандартную компенсирующую установку, близкую по мощности.

Применяются комплектные конденсаторные установки (ККУ) или конденсаторы, предназначенные для этой цели.

После выбора стандартного КУ определяется фактическое значение $\cos\varphi_\phi$
 $tg\varphi_\phi = tg\varphi - (Q_{к.ст}/\alpha P_m)$

где, $Q_{к.ст}$ - стандартное значение мощности выбранного КУ, квар.

По $tg\varphi_\phi$ определяют $\cos\varphi_\phi$: $\cos\varphi_\phi = \cos(\arctg tg\varphi_\phi)$.

Структура условного обозначения компенсирующих устройств

УКН-0,38-75УЗ - У - Установка К - Конденсаторная Н - напряжение (Т - ток)
Буква отсутствует — нерегулируется; 0,38 - Номинальное напряжение, кВ; 75 - Мощность, квар; — Категория размещения У (умеренный климат); 3 — для внутренней установки

КМ-0,38-75УЗ- Конденсатор, Наполнитель (М — масло: С — синтетика) 0,38 - Номинальное напряжение, кВ, 75- Номинальная реактивная мощность, квар
Категория размещения 3 — в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.
Климатическое исполнение У — умеренный климат

Пример 8.1

Дано:

Параметр	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А
Всего на НН без КУ	0,85	0,63	393,6	210,1	473,1

Требуется: рассчитать и выбрать КУ; выбрать трансформатор с учетом КУ; сравнить с трансформатором без учета КУ.

Решение: Определяется расчетная мощность КУ

$$Q_{к.р} = \alpha P_m (tg\varphi - tg\varphi_k) = 0,9 \cdot 393,6 \cdot (0,63 - 0,33) = 106,3 \text{ квар.}$$

Принимается $\cos\varphi_k = 0,95$, тогда $tg\varphi_k = 0,33$.

- По справочнику выбирается 2 х УК 2-0,38-50 со ступенчатым регулированием 25 квар, по одной на секцию.
- Определяются фактические значения $tg\varphi_\phi$ и $cos\varphi_\phi$ после компенсации реактивной мощности:

$$tg\varphi_\phi = tg\varphi - Q_{к.ст}/\alpha P_m = 0,63 - 2 \cdot 50 / 0,9 \cdot 393,6 = 0,35; \quad cos\varphi_\phi = 0,94.$$

Результаты расчетов заносятся в «Сводную ведомость нагрузок» (таблица 8.1).

- Определяются расчетная мощность трансформатора с учетом потерь:

$$\begin{aligned} S_p &= 0,75 S_{вн} = 0,7 \cdot 429,2 = 300,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ \Delta P_T &= 0,02 S_{нн} = 0,02 \cdot 408,7 = 8,2 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_T &= 0,1 S_{нн} = 0,1 \cdot 408,7 = 40,9 \text{ квар}; \\ \Delta S_T &= \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{8,2^2 + 40,9^2} = 41,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

- По справочнику выбирается трансформатор типа ТМ 400-10/0,4:

$$\begin{aligned} R_T &= 5,6 \text{ мОм}; & \Delta P_{xx} &= 0,95 \text{ кВт}; \\ X_T &= 14,9 \text{ мОм}; & \Delta P_{кз} &= 5,5 \text{ кВт}; \\ Z_T &= 15,9 \text{ мОм}; & u_{кз} &= 4,5 \%; \\ Z_T^{(t)} &= 195 \text{ мОм}; & i_{xx} &= 2,1 \%; \end{aligned}$$

- Определяется: $K_3 = S_{нн} / 2 S_m = 408,7 / 2 \cdot 400 = 0,51.$

Таблица 8.1. Сводная ведомость нагрузок

Параметр	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_m, \text{ кВт}$	$Q_m, \text{ квар}$	$S_m, \text{ кВ}\cdot\text{А}$
Всего на НН без КУ	0,85	0,63	393,6	210,1	473,1
КУ				2 х 50	
Всего на НН с КУ	0,94	0,35	393,6	110,1	408,7
Потери			8,2	40,9	41,7
Всего НН с КУ			401,8	151	429,2

Ответ: Выбрано 2 х УК 2-0,38-50;

трансформаторы 2 х ТМ 400-10/0,4; для КТП—2 х 400-10/0,4 $K_3 = 0,51.$

Пример 8.2. Расчет точек подключения КУ к ШМА

Дано: Расчетная схема с реактивными нагрузками (рис. 8.1.)

$$Q_{к(ШМА1)} = 300 \text{ квар}; \quad Q_{к(ШМА2)} = 700 \text{ квар} \text{ (300 квар и 400 квар)}$$

Требуется: Выбрать точки установки КУ.

Решение: На ШМА1 устанавливается одно КУ мощностью 300 квар.

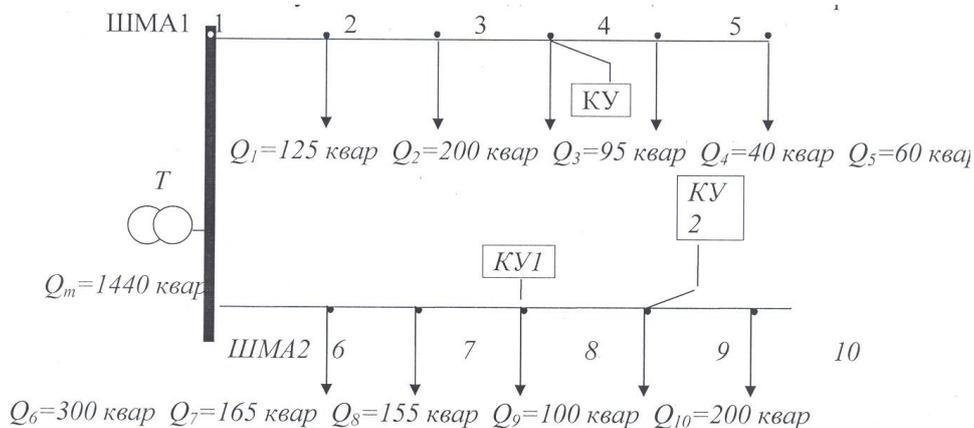


Рис. 8.1. Расчетная схема

Проверка выполнения условия $Q'_1 \geq Q_{к(ШМА1)}/2 \geq Q'_2$ в подключения нагрузок:

точка 1: $520 \geq 150 \leq 395$ - условие не выполняется;

точка 2: $395 \geq 150 \leq 195$ - условие не выполняется;

точка 3: $195 \geq 150 \geq 100$ - условие выполняется;

Следовательно, на ШМА1 подключается КУ мощностью 300 квар в точке 3.

- На ШМА2 устанавливается два КУ мощностью 300 и 400 квар.

Проверяется выполнение условия $Q'_3 \geq Q_{2к(ШМА2)}/2 \geq Q'_4$ для дальнего КУ2 в точках подключения нагрузок:

точка 9: $620 \geq 200 \geq 200$ - условие выполняется;

точка 10: $720 \geq 200 \geq 0$ - условие выполняется.

Следовательно, $Q_{2к}=400$ квар можно подключить к точке 9 или 10 по конструктивным соображениям.

КУ2 подключается к точке 10.

Проверяется выполнение условий $Q'_1 - Q_{2к} \geq Q_{1к(ШМА2)}/2 \geq Q'_2 - Q_{2к}$ для ближнего КУ1 точках подключения нагрузок:

точка 6: $520 \geq 150 \leq 220$ - условие не выполняется;

точка 7: $220 \geq 150 \geq 55$ - условие выполняется.

Следовательно, $Q_{1к} = 300$ квар можно подключить к точке 7.

Ответ: Подключить КУ мощностью 300 квар к точке 3; КУ1 мощностью 300 квар к точке КУ2 мощностью 400 квар к точке 10.

Литература: /1/, стр. 89- 113

Практическое занятие № 9.

Расчет и выбор элементов релейной защиты (РЗ) цехового трансформатора

Цель занятия: Освоить методику расчета релейной защиты трансформатора

Основные вопросы:

1. Основные положения и методика расчета
2. Пример расчета

Методические рекомендации

1. Основные положения и методика расчета

Рассчитать релейную защиту (РЗ) - это значит:

- выбрать вид и схему;
- выбрать токовые трансформаторы и токовые реле;
- определить чувствительность защиты.

Основные понятия

Ток срабатывания реле ($I_{ср}$) - наименьший ток, при котором реле срабатывает.

Напряжение срабатывания реле ($U_{ср}$) - наименьшее напряжение, при котором реле срабатывает.

Ток возврата реле ($I_{в.р}$) - наибольший ток, при котором реле возвращается в исходное состояние.

Напряжение возврата реле ($U_{в.р}$) - наибольшее напряжение, при котором реле возвращается в исходное положение.

Коэффициент возврата (K_B) - это отношение тока или напряжения возврата к току или напряжению срабатывания, соответственно:

$$K_B = I_{в.р} / I_{ср} = U_{в.р} / U_{ср}$$

Ток срабатывания защиты ($I_{сз}$) — наименьший первичный ток, при котором срабатывает защита.

Токовая отсечка (ТО) - МТЗ с ограниченной зоной действия и токовым реле мгновенного действия (без реле времени).

Ток срабатывания ТО ($I_{с.то}$) - наименьший ток мгновенного срабатывания защиты первичной цепи.

Выбор вида и схемы РЗ

Сеть ВН цехового трансформатора на напряжение 6...35 кВ имеет изолированную нейтраль. В схемах защиты с силовыми выключателями на ВН (рис. 9.1) можно применить следующие виды РЗ:

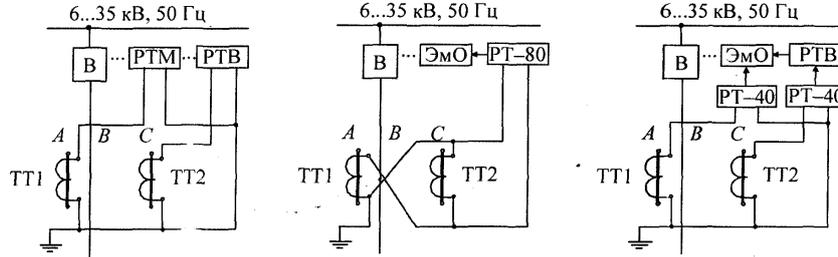


Рис. 9.1. Схемы защиты от междуфазных токов КЗ и перегрузок на ВН

- ТО (без выдержки времени) на реле типа РТ-40 косвенного действия при наличии электромагнита отключения (ЭМО), типа РТМ прямого действия при наличии пружинного привода;
- МТЗ на реле типа РТ-40 в сочетании с реле времени типа ЭВ-100 или ЭВ-200 для выключателей с ЭМО, типа РТВ для выключателя с пружинным приводом;
- сочетание ТО и МТЗ на реле типа ИТ-80, РТ-80, РТ-90 для выключателей с ЭМО, типа РТМ и РТВ для выключателей с пружинным приводом.

Токовая отсечка (ТО) обеспечит защиту в зоне КЗ, а максимальная токовая защита (МТЗ) в зоне перегрузки. Наиболее распространенные схемы, сочетающие ТО и МТЗ, могут быть однорелейные и двухрелейные, на постоянном и переменном оперативном токе.

Выбор токовых трансформаторов

- Определяется номинальный ток нагрузки на ВН (I_n)

$$I_{н.Т} = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_n} \quad (\text{для трансформатора}).$$

- Выбираются по $I_{1н}$ и $I_{2н}$ трансформаторы тока для установки (таблица 9.1) и определяется номинальный коэффициент трансформации

$$K_T = I_{1н} / I_{2н}$$

Выбирается тип реле тока для защиты (таблица 9.2) и определяется уставка срабатывания по току

$$I_{ср(МТЗ)} = \frac{K_{зан} K_n K_{сх}}{K_B K_T} I_{нб}$$

где, $I_{ср(МТЗ)}$ - ток срабатывания реле, расчетный, А;

$I_{нб}$ - наибольший ток нагрузки защищаемого участка, А;

$K_{зан}$ - коэффициент самозапуска ЭД;

K_n - коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле и ТТ (таблица 9.3);

$K_с$ - коэффициент возврата реле;

K_{cx} - коэффициент схемы включения реле.

Коэффициент схемы (K_{cx}) - это отношение тока реле (I_p) к току фазы (I_ϕ).

$$K_{cx} = I_p / I_\phi$$

В зависимости от вида защищаемого участка принимаются следующие значения наибольшего тока ($I_{нб}$):

$I_{нб} = I_n$ - линия без электродвигателя;

$I_{нб} = I_n$ - линия с электродвигателем;

$I_{нб} = I_{к.макс}$ - для расчета токовой отсечки;

где, I_n , I_n и $I_{к.макс}$ - ток номинальный в линии, пусковой ток ЭД и ток короткого замыкания (максимальный) в линии.

В зависимости от схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и вида короткого замыкания принимаются следующие значения коэффициентов схемы (K_{CX})

$K_{cx} = 1$ - при соединении обмоток по схеме «неполная звезда»,

$K_{cx} = 1,73$ - во всех случаях при 3-фазном КЗ,

$K_{cx} = 1$ - при КЗ двух фаз и одном токовом трансформаторе,

$K_{cx} = 2$ - при КЗ двух фаз и включении на разность токов обмоток двух ТТ.

Другие коэффициенты схемы на основании опыта эксплуатации принимаются:

$K_{зан} = 1$ - при отсутствии в линии ЭД

$K_{зан} = 2,5 \dots 3,0$ - при наличии ЭД в линии

$K_n = 1,1 \dots 2,0$ - уточняется по таблице 9.3

$K_v = 0,8 \dots 0,85$

По расчетному значению тока срабатывания ($I_{ср.р}$) выбирается его каталожное значение ($I_{ср.к}$) согласно условию:

$$I_{ср.к} \geq I_{ср.р}$$

Если применяется блокировка минимального напряжения, то

$$U_{ср} = \frac{U_{р.мин}}{K_n K_B K_V}$$

где, $U_{р.мин}$ - минимальное рабочее напряжение нормального режима, В, принимают

$U_{р.мин} = 0,7 U_n$

$K_n = 1,1$; $K_v \leq 1,2$

K_U - коэффициент трансформации трансформатора напряжения,

$$K_U = \frac{U_1}{U_2} \quad U_2 = 100 \text{ В.}$$

Определение коэффициента чувствительности защиты

$$K_\chi = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}} = \frac{I_{к.мин}}{I_{ср} K_T} \text{ (без блокировки по напряжению),}$$

где, $I_{к.мин}$ - минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка, А;

$I_{с.з}$ - ток срабатывания защиты, А.

МТЗ надежно работает, если

$$K_\chi \geq 1,2 \dots 1,5.$$

При наличии блокировки минимального напряжения аналогично:

$$K_\chi = \frac{U_{к.макс}}{U_{с.з}} = \frac{U_{к.макс}}{U_{ср} K_V}$$

где, $U_{к. макс}$ - максимальное остаточное напряжение в месте установки защиты, кВ, принимают $U_{к. макс} = 0,6 U_H$.

Примечание. При токовой отсечке $I_{ср(ТО)} = \frac{K_n K_{сх}}{K_T} I_{к. макс}$

Структура условного обозначения трансформаторов тока

Наименование (несколько букв)

Т - трансформатор тока; П - проходной; Ш - шинный; У - усиленный; О - одновитковый (первичная обмотка — медный стержень); К — катушечный; М - модернизированный; Б – быстронасыщающийся; Ф - фарфоровая изоляция между первичной и вторичной обмотками; Д - имеет сердечник в специальном исполнении для дифференциальной защиты; З - имеет сердечник в специальном исполнении для защиты от замыкания на землю; Р - разъемный сердечник; В - встроенный в выключатель с изоляцией из литой синтетической смолы; Н – низковольтный; 'ТТ – низковольтный; ТК-48 - низковольтный; НП - нулевая последовательность

Класс точности и число обмоток

Пишется через дробь, напр.: 0,5/Д. Это означает, что вторичных обмоток 2: одна класса точности 0,5, а вторая — для дифференциальной защиты

Класс напряжения (цифра) в кВ Шкала номинальных напряжений 0,66-3-6-10-15-20-35-110-150-220-500

Шкала номинальных первичных токов при $I_2 = 5A$

1,5-10-15-20-30-40-50-75-100-150-200-250-300-400-500-600-750-800-1000-1200-1500-2000-3000-4000-5000-6000-8000-10000-12000-14000-16000-18000-20000-25000-28000-32000-35500-40000

Таблица 9.1. Трансформаторы тока

Тип	$I_{нн}, A$	Обозначение
ТЛМ-6	300-400; 600-1500	Т — трансформатор тока
ТЛМ-10	50-400; 600-1500	Л — с литой изоляцией
ТПЛ-10	10-400	М — модернизированный или малогабаритный
ТПЛК-10	10-1500	П — проходной или для установки на плоских шинах
ТЛ-10	50-3000	К — катушечный
ТВЛМ-10	20-1500	В — втулочный
ТПШЛ-10	2000-5000	Ш — шинный
ТПОЛ-20	400-1500	О — одновитковый или опорный
ТПОЛ-35	400-1500	

Примечание. Для всех трансформаторов $I_{2н} = 5 A$.

Таблица 9.2. Реле тока

Тип	$I_{ср}, A$	Тип	$I_{ср}, A$
1	2	1	2
РТМ-I	5; 7,5; 10; 15	РТ-40/20	5...10
РТМ-II	10; 15; 20; 25	РТ-40/50	12,5...25
РТМ-III	30; 40; 50; 60	РТ-40/100	25...50
РТМ-IV	75; 100; 125; 150	РТ-40/200	50...100
РТМ-10-30	10; 20; 30	РТВ-I, РТВ-IV	5; 6; 7,5; 10

РТМ-5-15	5; 10; 15	РТВ-II, РТВ-V	10; 12,5; 15; 17,5
РТМ-20-60	20; 40; 60	РТВ-III, РТВ-VI	20; 25; 30; 35
РТМ-40-120	40; 80; 120	РТВ-5-10	5; 6; 7; 8; 10
РТ-40/0,2	0,05...0,1	РТВ-II-20	11; 12; 14; 16; 1-8;
РТ-40/0,6	0,15...0,3	РТВ-20-35	20; 22; 24; 27; 30
РТ-40/2	0,5...1	РТВ-80, РТВ-90	2-5, 4-10
РТ-40/6	1,5...3	ИТ-81/1	4-10
РТ-40/10	2,5...5	ИТ-81/2	2—5

Примечание. Уставку для РТ-40 при параллельном соединении катушек удвоить.

Таблица 9.3. Коэффициенты $K_в$ и $K_{и}$

Коэффициент		РТМ	РТ-40	РТВ	ИТ-80	РТ-80
К _в		0,8...0,85	0,8...0,85	0,8...0,85	0,85	0,85
К _и	ТО	1,8...2	1,6...1,8	1,4...1,5	1,4...1,5	1,4...1,5
	П	1,1...1,25				

Пример 9.1

Дано: Линия ЭСН цехового трансформатора, имеющая на ВН силовой выключатель с пружинным приводом

Тип трансформатора ТСЗ-250/10/0,4

$$I_{k2}^{(3)} = 0,3 \text{ кА}; I_{k1}^{(3)} = 1,8 \text{ кА}$$

Защита от междуфазных КЗ

Требуется:

- составить схему РЗ;
- рассчитать и выбрать элементы РЗ от токов КЗ и перегрузки;
- проверить надежность РЗ.

Решение:

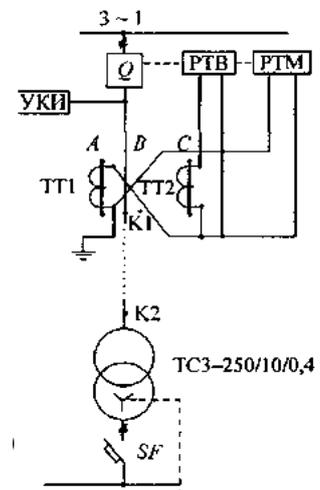
1. Составляется схема РЗ (рис. 9.2) и наносятся данные.

- Так как требуется РЗ от токов КЗ и перегрузки, то принимается ТО (участок сразу после Q до точки К1) и МТЗ (далее до Т) на ВН.
 - Так как выключатель силовой (Q) имеет пружинный привод, к установке принимается реле прямого действия типа РТМ и РТВ.
 - Для защиты от междуфазных КЗ принимается схема соединения ТТ и вторичной нагрузки (реле) - на разность токов двух фаз.
 - Так как сеть с ИН на ВН, то замыкание одной фазы на землю (или повреждение изоляции) контролирует УКИ с включением сигнализации при нарушении.
- На НН сеть с ГЗН, 4-проводная, поэтому все виды защит обеспечивает автомат SF. Так как трансформатор «сухой», то ГЗ не устанавливается.

2. Выбираются токовые трансформаторы.

Определяется ток в линии ЭСН

$$I_1 = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_1} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,5 \text{ А}$$



3~0,4кВ, 50Гц
«Нулевой»
Рис. 9.2. Схема РЗ

Так как в линии ЭСН нет ЭД, то отстройка от пусковых токов не требуется. Принимаются к установке в РЗ трансформаторы тока типа ТЛ-10 с $I_1 = 50 A$ и $I_2 = 5 A$ в качестве 2 штук по таблице 9.1.

Определяется коэффициент трансформации: $K_T = I_1 / I_2 = 50 / 5 = 10$

3. Выбирается реле ТО типа РТМ.

Определяется ток срабатывания реле

$$I_{cp(ТО)} = \frac{K_n K_{cx}}{K_T} I_{к2.мин} = \frac{1,8 \cdot 1,73}{10} 0,3 \cdot 10^3 = 93,4 A$$

По таблице 9.3 $K_{н(то)} = 1,8$.

$I_{к макс}^3$ будет при 3-фазном токе КЗ, тогда $K_{cx} = 1,73$.

По таблице 9.2 выбирается РТМ-IV, $I_{cp} = 100 A$;

Определяется $K_{ч(ТО)}$ и надежность срабатывания ТО при наименьшем (2-фазном) токе КЗ в начале линии ЭСН:

$$K_{ч(ТО)} = \frac{I_{к1}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{0,87 \cdot 1800}{10 \cdot 100} = 1,57$$

$$I_{к.мин} = I_k^{(2)} = 0,87 I_k^{(3)}$$

$$I_{сз} = K_T I_{cp}$$

Условие надежности $K_{ч} > 1,2$ выполнено, следовательно, ТО срабатывает надежно.

4. Выбирается реле МТЗ типа РТВ.

Определяется ток срабатывания реле

$$I_{cp(МТЗ)} \geq \frac{K_{зан} K_n K_{cx}}{K_B K_T} I_{нб} = \frac{1 \cdot 1,25 \cdot \sqrt{3}}{0,8 \cdot 10} 14,5 = 3,9 A$$

$I_{cp.p} \geq I_{нб} / K_T$; $K_{зан} = 1$ (нет ЭД); $K_{cx} = 1,25$ $I_{нб} = 14,5 A$.

По таблице 9.2 выбирается РТВ-I, $I_{cp} = 5 A$.

Определяется $K_{ч(МТЗ)}$ и надежность срабатывания МТЗ на остальном участке при $I_{к2}^{(2)}$ (в конце линии):

$$K_{ч(МТЗ)} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}} = \frac{0,87 \cdot 300}{5 \cdot 10} = 5,2$$

Условие надежности выполнено ($K_{ч(МТЗ)} > 1,2$).

5. Составляется схема зон действия РЗ (рис. 9.3).

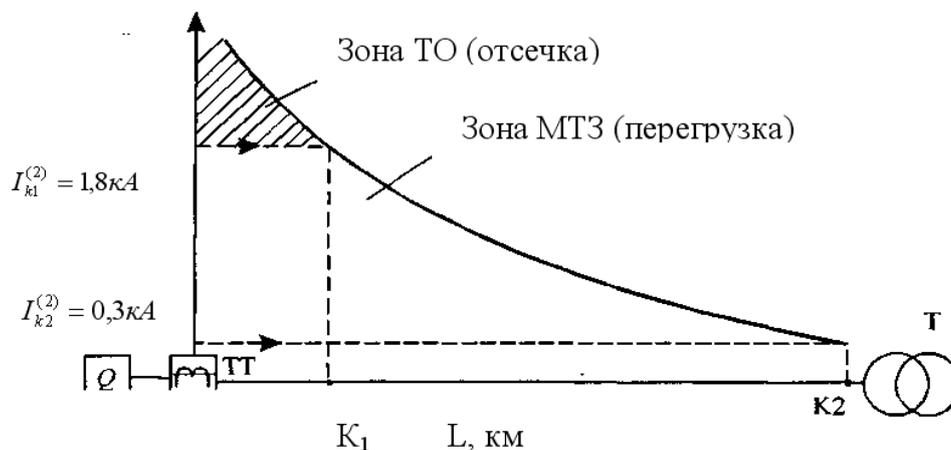


Рис. 9.3. Зоны действия РЗ

Ответ: РЗ состоит из: 2хТЛ-10, $I_1 = 50 A$, $I_2 = 5 A$; РТМ-IV, $I_{cp} = 100 A$; РТВ-1, $I_{cp} = 5 A$.

Литература: /1/, стр. 185-219, /5/ стр. 54

Список использованной литературы

1. Рожкова Л.Д. , Козулин В.С. Электрооборудование станции и подстанции. М.: Энергоатомиздат, 1987
2. Фёдоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987
3. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1978
4. Боровиков. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1975
5. Шеховцев В.П. М, Изд-во Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. ФОРУМ-Инфра, 2007г.

Содержание

1. Практическое занятие № 1 Выбор числа и мощности трансформаторов связи на электростанциях.....	3
2. Практическое занятие № 2 Расчет и выбор трансформаторов (автотрансформаторов) на узловой подстанции	4
3 Практическое занятие № 3. Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторе.....	7
4 Практическое занятие № 4. Выбор высоковольтного выключателя.....	10
5. Практическое занятие № 5. Выбор сечения проводов электрической сети	15
6 Практическое занятие № 6. Расчет электрических нагрузок цеха. Выбор числа и мощности питающих трансформаторов.	21
7 Практическое занятие № 7. Определение местоположения подстанции.	29
8 Практическое занятие № 8. Расчет и выбор компенсирующего устройства.....	32
9. Практическое занятие № 9 Расчет и выбор аппаратов защиты и линий электроснабжения.	35
10. Список использованной литературы.....	41

Формат 60x84 1/12
Объем 43 стр. 3,6 печатный лист
Тираж 20 экз.,
Отпечатано в редакционно-издательском отделе
КГУТиИ им. Ш Есенова
г.Актау, 27 мкр