Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Байконурский электрорадиотехнический техникум им. И.М. Неделина»

Методические рекомендации

по выполнению лабораторной работы и практического занятия

Расчет и выбор числа и мощности трансформаторов

по междисциплинарному курсу «Внутреннее электроснабжение промышленных и гражданских зданий»

2015 г.

Цель работы: Научиться производить выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Краткие теоретические сведения

Построение картограммы нагрузок.

Для построения рациональной системы электроснабжения предприятия, важное значение имеет правильное расположение главных понизительных подстанций. Подстанции рекомендуется как можно ближе приближать к центрам электрических нагрузок (ЦЭН), которые предполагается подключить к данной подстанции.

При расположении подстанций в ЦЭН обеспечиваются наилучшие технико-экономические показатели системы электроснабжения по уменьшению потерь электроэнергии и напряжения в распределительных сетях и снижению стоимости электрической сети, вследствие экономии проводникового материала токоведущих частей.

Для определения наиболее выгодного расположения ГПП и цеховых ТП составляют картограмму нагрузок, которая представляет собой очертания цехов, зданий и сооружений и их полные расчётные нагрузки, выраженные в виде кругов определённого диаметра с центром нагрузки цеха, здания или сооружения, расположенные на генеральном плане предприятия. Картограмма нагрузок позволяет максимально сократить протяжённость распределительных электрических сетей и определить наиболее выгодное месторасположение подстанции.

Выбор места расположения подстанции также зависит от неблагоприятных условий окружающей среды, которые вредно воздействуют на изоляцию электрооборудования; от наличия в месте установки подстанции значительного количества подземных коммуникаций; от технологического процесса производства связанного с взрывами и уносом промышленных выбросов; от динамического развития нагрузок;

Выбор числа трансформаторов.

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции предприятий является основным вопросом рационального проектирования системы электроснабжения предприятия. Количество трансформаторов определяется категорией электроснабжения предприятия или объекта.

Для потребителей 1 категории должны применяться двухтрансформаторные подстанции, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение потребителей при наличии устройств АВР.

Для потребителей 2 категории рекомендуется применять двухтрансформаторные подстанции или однотрансформаторные подстанции, но при наличии централизованного «складского» резерва на предприятии.

Для потребителей 3 категории рекомендуется применять однотрансформаторные подстанции.

Для ГПП, УРП, ПГВ должны устанавливаться не менее 2 трансформаторов, которые обеспечивают надёжное питание потребителей всех категорий.

Двухтрансформаторные подстанции также целесообразно применять при неравномерности суточных и годовых графиков нагрузки предприятия для возможности отключения одного трансформатора в период минимальных нагрузок, а также при раздельной работе трансформаторов на подстанции для уменьшения токов короткого замыкания.

Выбор мощности трансформаторов на подстанции производится исходя из следующих параметров:

- Максимальной полной расчетной нагрузки предприятия или объекта электроснабжения;
- Характерного суточного графика нагрузки предприятия или объекта, который определяется в зависимости от отрасли промышленности;
- Количество трансформаторов на подстанции, определяемое в зависимости от категории электроснабжения;

- Количество часов максимальной нагрузки, определяемое по фактическому графику нагрузки предприятия или объекта;

- Средней полной нагрузки предприятия, которая определяется по фактическому графику нагрузки предприятия или объекта;

- Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов на подстанции, определяемый в зависимости от категории электроснабжения предприятия и количества трансформаторов на подстанции;

При выборе мощности и марок силовых трансформаторов рекомендуется:

- Применять однотипные трансформаторы с одинаковыми параметрами;

- На двухтрансформаторных подстанциях мощность трансформатора должна выбираться с таким расчётом, чтобы при выходе в ремонт одного трансформатора оставшийся в работе трансформатор мог нести нагрузку потребителей 1 и 2 категории, а потребители 3 категории в это время отключаются;

- Трансформаторы мощностью 1000 кВА и более необходимо применять в производственных цехах с высокой плотностью нагрузок (05-0,7 кВА/м²) и при наличии электроприёмников с частыми пиками нагрузки и электроприёмников большой мощности.

- Трансформаторы допускают послеаварийную перегрузку при выходе из строя одного из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции не более 140% не более 6 часов в сутки и не более 5 суток.

- Трансформаторы ГПП, ПГВ, УРП рекомендуется выбирать с напряжением высокой стороны не менее Uвн = 35 кВ и с системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), марки ТМН;

- Трансформаторы цеховых ТП или КТП предприятия или объекта рекомендуется выбирать с напряжением высокой стороны не менее Uвн = 6-10 кВ и с системой регулирования напряжения путём переключения без возбуждения ПБВ, марки ТМ;

Методические указания по выполнению лабораторной работы

I. Построение картограммы нагрузок

1.1. В масштабе нарисовать план предприятия, изобразив его на координатной плоскости, для удобства дальнейших расчетов. Размеры промышленного предприятия (любого варианта по заданию) численно равны 1,5км х 2,0км.

1.2. Определить масштаб ген. плана и рассчитать масштаб активных и реактивных нагрузок предприятия. Центр электрических нагрузок определяется на основании метода «Определение центра тяжести плоских фигур».

1.3. Нанести место установки ГПП (ПГВ, ЦРП и т.д.) на план предприятия по определенным координатам X_a, $У_a$.

1.4. Радиус полной расчётной нагрузки цеха, здания или сооружения

$$\mathbf{R_i = \sqrt{S_i / (\pi * m)}}$$

где: $\mathbf{R_i}$ – радиус круга нагрузки данного цеха, здания или сооружения, мм;

$\mathbf{S_i}$ - полная мощность данного цеха, здания или сооружения, кВА или МВА;

$\boldsymbol{\pi}$ **=3,14**

m – масштаб, для определения площади круга, кВА/мм² или МВА/мм²

II. По выбору трансформаторов на подстанции

Выбор трансформаторов на подстанции может производиться следующими методами:

1. Выбор трансформаторов с учётом характерного суточного графика нагрузки.

Выбор трансформаторов с учётом характерного суточного графика нагрузки должен производится в основном для выбора трансформаторов основной подстанции предприятия или объекта (ГПП, ПГВ, УРП, ТП) или каждого объекта, если они питаются от одной ГПП, но имеют различные графики нагрузок и относятся к различным отраслям промышленности.

Выбор трансформаторов с учётом характерного суточного графика нагрузки

Исходные данные для расчета:

- максимальная активная нагрузка предприятия - ∑Pp, кВт;
- максимальная реактивная нагрузка предприятия - ∑Qp, кВАр;
- максимальная полная нагрузка предприятия - ∑Sp, кВА;

-отрасль промышленности предприятия - типовой график нагрузок предприятия или отрасли.

1.1. В зависимости от отрасли промышленности определяется характерный суточный график нагрузки предприятия, определенный в процентах в течении 24 часов.

1.2. Определяется фактический суточный график нагрузок, который пересчитывается на основании максимальных активных и реактивных нагрузок предприятия

$$\mathbf{P_i = (P\%\backslash 100)* \sum P_p}$$

$$\mathbf{Q_i = (Q\%\backslash 100)* \sum Q_p}$$

$$\mathbf{S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}$$

где:

P%, Q% - активная и реактивная мощность, определённая по характерному суточному графику нагрузки на промежутке времени t_i , в %;

$\sum P_p$ - максимальная активная нагрузка предприятия , кВт;

$\sum Q_p$- максимальная реактивная нагрузка предприятия, кВАр;

P_i , Q_i, S_i – активная, реактивная и полная нагрузка предприятия на промежутке времени t_i, кВт, кВАр, кВА;

t_i – промежуток времени на котором активная и реактивная нагрузка суточного графика нагрузки не изменяется, час.

Расчёт фактического графика производится в виде таблицы

Таблица

t_i , час	P , %	P_i, кВт	Q, %	Q_i , кВАр	S_i, кВА

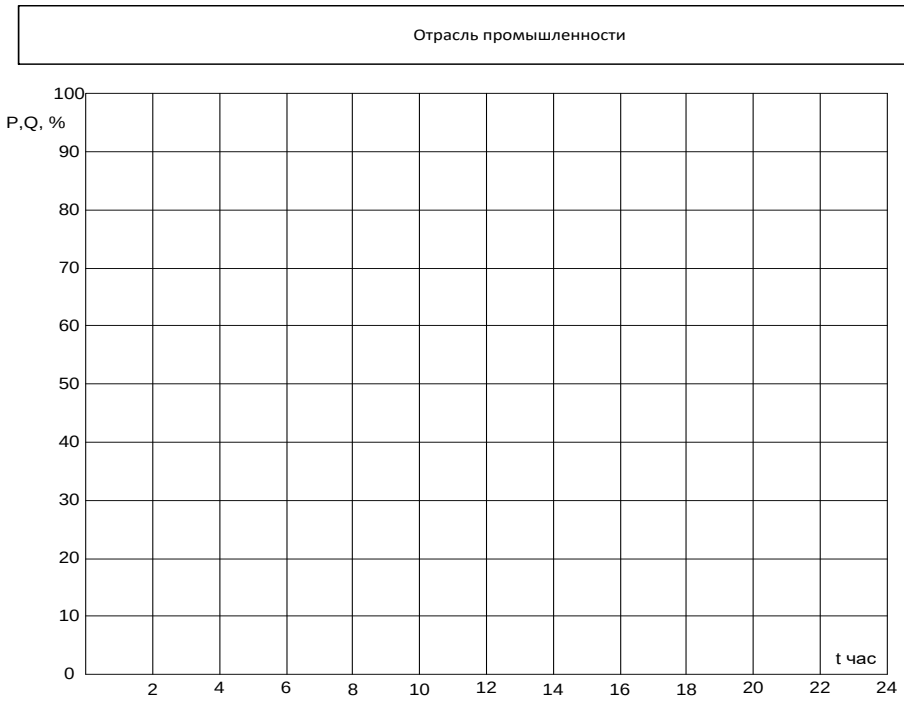
1.3. По произведенным расчетам строится реальный (фактический) график нагрузки данного предприятия, с учетом полной мощности нагрузки предприятия в КВА.

1.4. Определяется средняя полная нагрузка по фактическому графику предприятия

$$\mathbf{S_{cp} = (S_i * t_i)/24}$$

средняя нагрузка вычерчивается на фактическом графике нагрузки в виде прямой линии.

Шаблон реального суточного графика нагрузки предприятия



1.5. Определяется коэффициент заполнения графика нагрузки по формуле:

$$\alpha = S_{ср}/\sum S_р$$

1.6. Определяется коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов K_α по справочной литературе в зависимости от коэффициента заполнения графика α и количества часов максимальной нагрузки t_{max}.

1.7. Определяется расчётная номинальная мощность трансформатора

$$S_{тр.расч.} = \sum S_р / (n_{тр} * K_\alpha)$$

где:

$S_{тр.расч}$ – расчётная номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

$n_{тр}$ - количество трансформаторов на подстанции, шт

K_α – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов.

1.8. Предварительно выбирается стандартная мощность трансформаторов и рекомендуется в зависимости от расчётной номинальной мощности трансформатора $S_{тр.расч}$ предварительно выбирать мощность трансформатора стандартной мощности $S_{тр.ном}$ меньше чем $S_{тр.расч}$, а затем больше чем $S_{тр.расч.}$

1.9. Проверка работы трансформатора в послеаварийном режиме при выводе одного трансформатора в ремонт

для двухтрансформаторных подстанций.

$$1{,}4 * S_{тр.\ ном.} \geq 0{,}75 * \sum S_р$$

где:

1,4 – коэффициент, учитывающий максимально возможную перегрузку трансформатора в послеаварийном режиме двухтрансформаторной подстанции;

$S_{тр.\ ном}$ – предварительно выбранная номинальная мощность трансформатора выбранная из стандартного ряда, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

0,75 – коэффициент, учитывающий отключение неответственных потребителей в период послеаварийной перегрузки.

Если мощность трансформатора не проходит по данному условию, то рекомендуется выбрать трансформатор большей стандартной мощности и произвести проверку повторно.

для однотрансформаторных подстанций.

$$S_{тр.\ ном.} \geq \sum S_р$$

где:

$S_{тр.\ ном}$ – предварительно выбранная номинальная мощность трансформатора выбранная из стандартного ряда, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

для трехтрансформаторных подстанций.

$$1{,}2 * S_{тр.\ ном.} \geq 0{,}666 * \sum S_р$$

где:

1,2 – коэффициент, учитывающий максимально возможную перегрузку трансформатора в послеаварийном режиме двухтрансформаторной подстанции;

$S_{тр.\ ном}$ – предварительно выбранная номинальная мощность трансформатора выбранная из стандартного ряда, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

0,666 – коэффициент, учитывающий отключение неответственных потребителей в период послеаварийной перегрузки.

1.10. Проверка фактического коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

$$\beta_{факт} = \sum S_р \ /(n_{тр} * S_{тр.\ ном})$$

где:

$\beta_{факт}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора

Если мощность трансформатора не проходит по данному условию, то рекомендуется выбрать трансформатор большей стандартной мощности и произвести проверку повторно.

Таблица. **Фактический и рекомендуемый коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях**

Характер нагрузки и вид трансформаторной подстанции	$\beta_{реком}$	$\beta_{факт}$
Для трансформаторов ГПП, ПГВ, УРП с напряжением высокой стороны 35кВ и выше	0,5 – 0,55	0,5 – 0,6

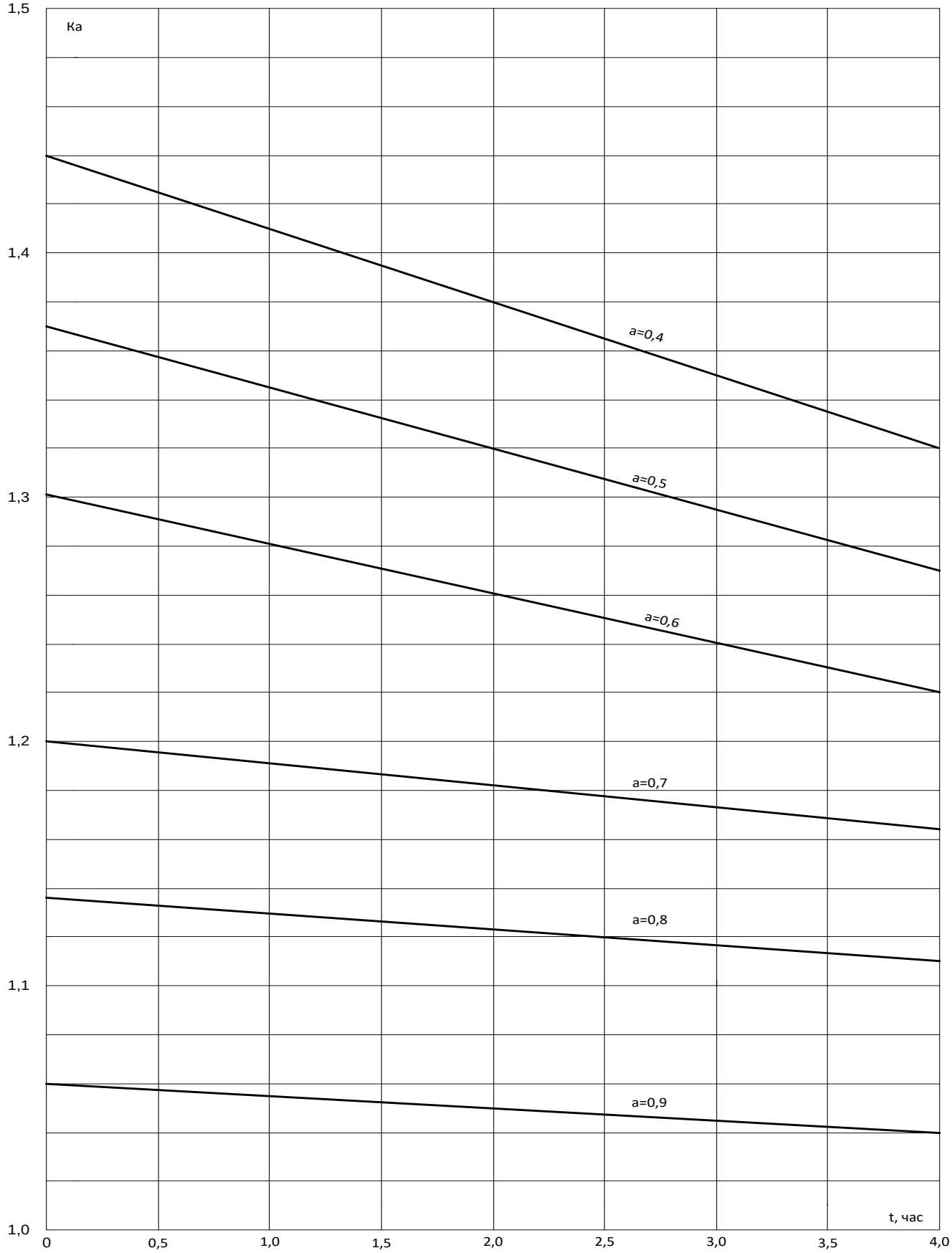
Коэффициент допустимой перегрузку масляного трансформатора ГОСТ 14209-85	$\beta_{реком}$	
	2-х трансф	**3-х трансф**
1,0	0,5	0,666
1,1	0,55	0,735
1,2	0,6	0,8
1,3	0,65	0,86
1,4	0,7	0,93

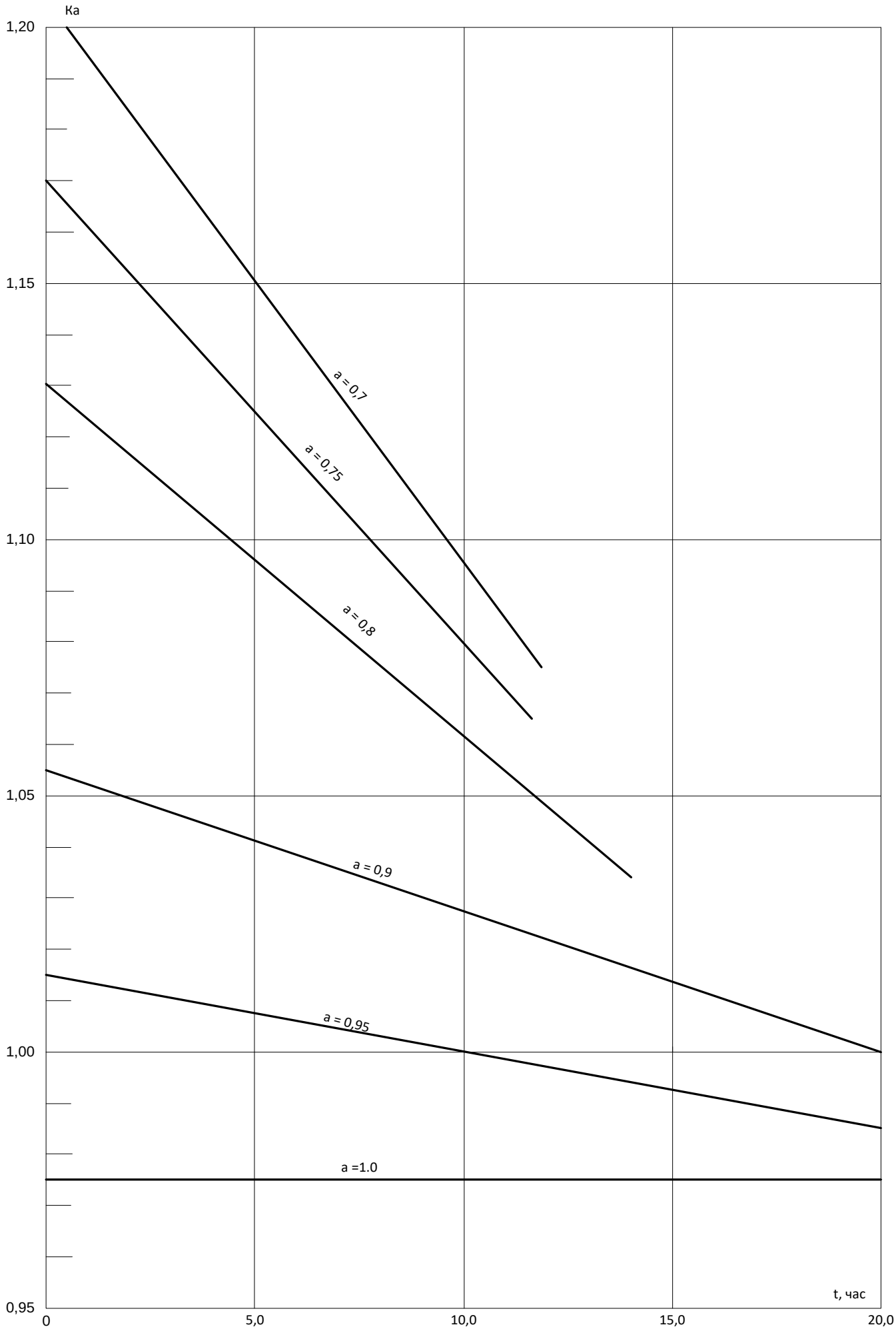
Для сухих трансформаторов предельное значение коэффициента допустимой перегрузки трансформатора следует принимать равным 1,2.

1.11. Составляется таблица каталожных параметров выбранного трансформатора.

Тип, марка	Мощность Sном , кВА	Напряжение на сторонах, U, кВ		Потери трансформатора, кВт		Uкз, %	Iхх, %
		ВН	НН	Рхх	Ркз		

Кривые кратности допустимых нагрузок трансформатора




Ка
1,20
1,15
1,10
1,05
1,00
0,95
0
5,0
10,0
15,0
20,0
t, час
a = 0,7
a = 0,75
a = 0,8
a = 0,9
a = 0,95
a =1.0

II. Выбор трансформаторов упрощенным способом

Выбор трансформаторов по упрощенному способу допускается производить в основном для ТП и КТП цехов предприятий или объектов, при условии, что трансформатор основной подстанции предприятия или завода выбирался с учётом характерного суточного графика нагрузки.

2.1. Определяется расчётная номинальная мощность трансформатора

$$S_{тр.расч.} = \sum S_р / (n_{тр} * \beta_{реком})$$

где:

$S_{тр.расч}$ – расчётная номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

$n_{тр}$ - количество трансформаторов на подстанции, шт

$\beta_{реком}$ – Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов;

2.2. Выбирается стандартная мощность трансформатора $S_{тр.\ ном}$.

Рекомендуется в зависимости от расчётной номинальной мощности трансформатора $S_{тр.расч}$ предварительно выбирать мощность трансформатора стандартной мощности $S_{тр.ном}$ меньше чем $S_{тр.расч}$, а затем больше чем $S_{тр.расч}$.

2.3. Проверяем работу трансформатора в послеаварийном режиме при выводе одного трансформатора в ремонт для двухтрансформаторных подстанций. При проверке работы трансформатора двухтрансформаторной подстанции в послеаварийном режиме должно выполняться условие:

$$1{,}4 * S_{тр.\ ном.} \geq 0{,}75 * \sum S_р$$

где:

1,4 – коэффициент, учитывающий максимально возможную перегрузку трансформатора в послеаварийном режиме двухтрансформаторной подстанции;

$S_{тр.\ ном}$ – предварительно выбранная номинальная мощность трансформатора выбранная из стандартного ряда, кВА;

$\sum S_р$ - максимальная полная нагрузка предприятия, кВА;

0,75 – коэффициент, учитывающий отключение неответственных потребителей в период послеаварийной перегрузки.

Если трансформатор не проходит по данному условию, то рекомендуется выбрать трансформатор большей стандартной мощности и произвести проверку повторно.

2.4. Проверяем фактический коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

$$\beta_{факт} = \sum S_p \ /(n_{тр} * S_{тр.\ ном})$$

где:

$\beta_{факт}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора, который зависит от количества трансформаторов на подстанции, категории электроснабжения потребителей, а также от характера нагрузки;

Если трансформатор не проходит по данному условию, то рекомендуется выбрать трансформатор большей стандартной мощности и произвести проверку повторно.

Таблица. **Фактические рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях**

Характер нагрузки и вид трансформаторной подстанции	$\beta_{реком}$	$\beta_{факт}$
При преобладании потребителей 1 категории для двухтрансформаторной подстанции	0,65 - 0,7	0,6 - 0,7
При преобладании потребителей 2 категории для двухтрансформаторных подстанций	0,65–0,75	0,6 - 0,8
При преобладании потребителей 2 категории для однотрансформаторных подстанций, при наличии централизованного складского резерва трансформаторов, для потребителей 3 категории	0,9 – 0,95	0,8 – 1,0

2.5. Составляется таблица каталожных параметров выбранного трансформатора.

Тип, марка	Мощность Sном , кВА	Напряжение на сторонах, U, кВ		Потери трансформатора, кВт		Uкз, %	Iхх, %
		ВН	НН	Рхх	Ркз		

Справочные данные

Таблица 1. **Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{ном}$ < 1000 В**

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, В		Потери, Вт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
		380; 660	230; 400				
		380	36; 42				
		380; 660	230; 400				
		220	230				
		380	36; 42				
		380; 660	230; 400				
		220	230				
		380	36; 42				
		380; 660	230; 400				
		220	230				
		380	36; 42				
		380; 660	230; 400				
		220	230				
ТС-100/ 0,66 ТСЗ-100/ 0.66	100			390 (490)	1450		2,7
ТС-160/ 0,66 ТСЗ-160/ 0,66	160			560 (700)	2000		2,3

Примечание. Схема и группа соединений обмоток $Y/Y_н$ – 0.

Таблица 2. **Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{номВН}$ >1000 В**

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТСЗ-160/10	160	6; 6,3; 10; 10,5		0,7	2,7		4
ТСЗ-250/10	250	6; 10		1	3,8		3,5
ТСЗ-400/10		6; 6,3; 10; 10,5					3
ТСЗА-400/10		6; 10					
ТСЗА-400/10		6,3; 10,5	0,4	1,12			
ТСЗА-630/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4; 0,69	2,0			
ТСЗА-630/10		6,3; 10,5	0,4	1,72			
ТСЗА-630/10		6; 10	0,4; 0,69				
ТСЗС-630/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4		8,5	8	2
ТСЗ-1000/10		6; 10	0,4; 0,69		11,2	5,5	1,5
ТСЗС-1000/10		6; 6,3; 10; 10,5					2
ТСЗА-1000/10				2,5			
ТСЗА-1000/10				2,15			
ТСЗУ-1000/10				2,45	10,4		1
ТСЗ-1600/10				4,2	16		1,5
ТСЗУ-1600/10		6; 10; 10,5		3,4	17		0,7
ТСЗЛ-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5		1,65	7,1		1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000			2	10,2		1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600			2	15		0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500			4	20,5	6	0,65

Примечание. Схема и группа соединений обмоток $\Delta/Y_н$ – 11 для всех исполнений и $Y/Y_н$ – 0 до 1000 кВА включительно.

Таблица 3. **Технические данные трехфазных масляных трансформаторов**

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
Напряжение до 35 кВ								
ТМ-25/10	25				130	600; 690		3,2
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8
ТМ-100/10					330			
ТМ-100/35		35			420		6,5; 6,8	
ТМ-160/10						2650		
ТМФ-160/10						3100		
ТМ-160/35		35			620	3100	6,5; 6,8	
ТМ-250/10						3700		
ТМФ-250/10						4200		
ТМ-250/35		35			900	4200	6,5; 6,8	
ТМ-400/10								
ТМФ-400/10								
ТМН-400/10								
ТМ-400/35						5500		
ТМН-400/35						5900		
ТМ-630/10			0,4	$Y/Y_н$-0		7600		
ТМФ-630/10			0,4	$\Delta/Y_н$-11				
ТМН-630/10			0,69	$\Delta/Y_н$-11				
ТМ-630/35			0,4	$Y/Y_н$-11		7600		
ТМФ-630/35			0,69	$\Delta/Y_н$-11		8500		
ТМН-630/35			6,3; 11	Y/Δ-11, Y/Δ-11		7600		
			0,4	$Y/Y_н$-0				
			0,69	$\Delta/Y_н$-11; $\Delta/Y_н$-11				
			3,15; 6,3					
		10	10,5					
		13,8 15,75	0,4; 0,69	$Y/Y_н$-0; $\Delta/Y_н$-11				
		20	6,3; 10,5	Y/Δ-11				
		35	3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11				
			0,4	$Y/Y_н$-0; $\Delta/Y_н$-11				
			0,69	$\Delta/Y_н$-11				

			6,3; 11	Y/Δ-11				
			0,4; 0,69	$Y/Y_н$-0		12200		
			6,3; 11	Y/Δ-11		11600		
			0,4	$Y/Y_н$-0; $Δ/Y_н$-11				
			0,69	$Δ/Y_н$-11				
		10	3,15; 6,3	Y/Δ-11				
			0,4	$Y/Y_н$-0; $Δ/Y_н$-11				
			0,69	$Δ/Y_н$-11				
			6,3; 10,5	Y/Δ-11				
			0,4; 0,69	$Y/Y_н$-0				
			3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11				
		13,8	0,4	$Y/Δ_н$-11				
		15,75	11	Y/Δ-11				
			0,4	$Y/Y_н$-0; $Δ/Y_н$-11				
			0,69					
			6,3; 11					
			0,4; 0,69	$Y/Y_н$-0		18000		
			6,3; 11	Y/Δ-11		16500		
		6	0,4; 0,69	$Δ/Y_н$-11				
		10	3,15					
		10	6,3; 10,5					
		20	0,69	$Δ/Y_н$-11				
		35	3,15					
		20; 35	6,3; 10,5					
		13,8; 15,75	6,3; 11	Y/Δ-11				
		20		$Δ/Y_н$-11				
		35		$Y/Y_н$-0				
			6,3					
			11					
		6; 10	3,15					
		10	6,3					
		35	3,15					
		20; 35	6,3; 10,5					
ТМН-4000/35		13,8; 15,75; 20; 35	6,3; 11		5600			
ТМ-6300/10		10	3,15; 6,3; 10,5		7400			
		35	3,15					

		20; 35	6,3; 10,5					
ТМН-6300/35		35	6,3; 11		8000			
ТД-10000/35*	10000	38,5	6,3; 10,5		-	-	-	-
ТД-16000/35*	16000	-	-	-	-	-	-	-
ТДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	Δ/Δ-0	58000	280000	10,0	0,45
Модернизированные с масляным диэлектриком								
ТМ-400/10	400				900	5500		1,5
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25
ТМ-1000/10	1000				1900	10500		1,15
ТМВМЗ-630/10	630				1200	8500		
ТМВМЗ-1000/10	1000				1650	11000		
Для комплектных трансформаторных подстанций								
ТМЗ-250/10	250				740	3700		2,3
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1
ТМЗ-630/10								
ТНЗ-630/10								
ТМЗ-1000/10								
ТНЗ-1000/10								
ТМЗ-1600/10								
ТНЗ-1600/10								
ТМЗ-2500/10								
ТНЗ-2500/10								
Напряжение до 220 кВ (номинальная мощность в МВА, потери в КВт)								
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11		5,5	22		1,5
ТМН-6300/110	6,3		6,6; 11; 16,5		10	44		1
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9
ТДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7
ТДН-25000/110	25				25	120		0,65
ТДН-40000/110	40				34	170		0,55
ТРДН-25000/110	25		6,3-6,3; 10,5-10,5		25	120		0,65
ТРДН-40000/110	40				34	170		0,55
ТРДН-63000/110	63				50,5	245		0,5
ТРДН-80000/110	80				58	310		0,45
ТРДН-63000/110	63		38,5		50	245		0,5
ТДН-80000/110	80		10,5-10,5		58	310		0,45
ТРДЦН-125000/110	125		6,3		105	400		0,55

ТД-80000/220	80		10,5; 13,8		79	315		0,45
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8		120	380		0,55
ТРДН-32000/220	32				45	150		0,65
ТРДНС-40000/220	40				50	170		0,6
ТРДН-63000/220			6,3-6,3 6,6-6,6					
ТРДЦН-63000/220			11,0-11,0 11,0-6,6					
ТРДЦН-100000/220	100				102	340	125	0,65
ТРДЦН-160000/220	160				155	500	-	0,5
ТРДЦН-200000/220*	200				-	-	-	-

Примечания:

1. У трансформаторов, отмеченных звездочкой (*), потери определяются при приемочных испытаниях.
2. Трансформатор ТМВМЗ имеет витой магнитопровод.
3. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН указано напряжение КЗ для обмоток ВН-НН; для обмоток ВН-ННl (НН2) $U_{кз}$ =20 % (110 кВ), $U_{кз}$ = 21 % (220 кВ) (у трансформаторов ТРДЦН-100000/220 и 160000/220 для обмоток ВН-НН1 (НН2) $U_{кз}$ =23 %); для обмоток НН1-НН2 $U_{кз}$ > 30% (110 кВ), $U_{кз}$ > 28 % (220 кВ).
4. Потери КЗ для трансформаторов с расщепленной обмоткой приведены для обмоток ВН-НН.
5. Схема и группа соединений обмоток трансформаторов $Y_н/\Delta$-11, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН - $Y_н/\Delta$-Δ-11-11.
6. Трансформаторы 110 кВ должны допускать работу с заземленной нейтралью обмоток ВН при условии защиты нейтрали соответствующим разрядником.
7. Вводы и отводы нейтрали НН трансформаторов 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмоток ВН.
8. Режим работы нейтрали обмоток ВН трансформаторов 220 кВ - глухое заземление. При этом изоляция нейтрали должна выдержать одноминутное напряжение промышленной частоты, равное 85 кВ (действующее значение).

Таблица 4. **Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения**

Тип	**$S_{ном}$, МВА**	**$U_{ном}$ обмоток, кВ**			**Потери, кВт**		**Напряжение КЗ, %**			**Ток ХХ, %**
		ВН	**СН**	**НН**	**ХХ**	**КЗ**	**ВН-СН**	**ВН-СН**	**СН-НН**	
ТМТН-6300/35	6,3	35				55	7,5	7,5	16	
ТДТН-10000/35	10					75				
ТДТН-16000/35	16					115				
ТМТН-6300/110	6,3		16,5; 22; 38,5		12,5	52		17	6	1,1
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5		17	76				1,0
ТДТН-16000/110	16		22; 34,5; 38,5		21	100				0,8
ТДТН-25000/110	25		11; 22; 34,5; 38,5	6,6	28,5	140				0,7
			11	6,6						
			22; 34,5; 38,5	6,6; 11						
			11	6,6						

			38,5	6,6; 11						
			11	6,6						
			38,5	6,6; 11						
			11	6,6						
			38,5	6,6; 11						
ТДТН-25000/220	25				45	130		20	6,5	0,9
ТДТН-40000/220	40				54	220		22	9,5	0,55
ТДТН-63000/220	63				–	–	–	–	–	–

Примечания.

1. Номинальные мощности всех обмоток равны номинальной мощности трансформатора (за исключением обмотки СН напряжением 34,5 кВ, которая рассчитана на нагрузку, равную 90 % номинальной мощности трансформатора).
2. Потери КЗ и напряжения КЗ указаны для основных ответвлений обмоток.
3. Звездочкой (*) указаны напряжения КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода.

Контрольные вопросы

1. Что называется трансформатором, устройство и принцип действия?
2. Условия параллельной работы трансформаторов?
3. Почему рекомендуется установка трансформаторной подстанции в центре электрических нагрузок?
4. В чём заключается экономичность установки трансформаторной подстанции в центре электрических нагрузок?
5. В каких случаях допускается трансформаторную подстанцию не устанавливать в центре электрических нагрузок?
6. Сколько трансформаторов рекомендуется устанавливать на подстанциях для потребителей 1 и 2 категории?
7. В каких случаях допускается для потребителей 2 категории установка однотрансформаторных подстанций?
8. Почему на ГПП напряжением 35 кВ и выше устанавливаются всегда 2 трансформатора?
9. Какая допустимая перегрузка допускается для трансформаторов двухтрансформаторной подстанции?
10. Условие выбора трансформаторов для послеаварийного режима двухтрансформаторной подстанции?
11. Условие выбора трансформаторов для нормального режима двухтрансформаторной подстанции?
12. Почему трансформаторы с напряжением ВН 6-10 кВ для цеховых ТП, должны выбираться с системой регулирования напряжения ПБВ?
13. Почему трансформаторы с напряжением ВН 35 кВ и выше для ГПП, должны выбираться с системой регулирования напряжения РПН?
14. Почему силовые трансформаторы главных подстанций объектов и ГПП должны выбираться по методу с учётом характерного суточного графика нагрузок, а цеховые ТП по упрощённому методу?
15. Для чего и каким образом определяется коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов?
16. В чём отличие трансформаторов от автотрансформаторов?
17. Какие группы соединений существуют и каким образом они сочетаются со схемами соединений?
18. Почему кпд автотрансформатора выше чем кпд трансформатора?
19. Почему при опыте короткого замыкания на трансформатор нельзя подавать номинальное напряжение?
20. Что называется напряжением короткого замыкания трансформатора?