

В.Д. КУЛИКОВ

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ**
Методические указания

2006

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Эффективность изучения дисциплины "Электрооборудование электрических станций и подстанций" оценивается знаниями теоретического материала и умением практически применять полученные знания при решении задач по проектированию и эксплуатации электрической части электростанций и подстанций, являющихся источниками электроснабжения промышленности, городов и сельскохозяйственных потребителей.

Целью проведения практических занятий является приобретение навыков выполнения типовых электротехнических расчетов по выбору силовых трансформаторов, электрооборудования, токоведущих частей и основных элементов электрической части электростанций и подстанций с учетом их технико-экономических характеристик, выбору главных схем электрических соединений и схем питания собственных нужд, расчетов токов короткого замыкания (КЗ) для выбора токоведущих частей и электрических аппаратов для распределительных устройств всех напряжений, а также приобретение практических навыков и умения пользоваться нормативной и специальной технической литературой.

Контролем знаний и навыков по проектированию электрической части электростанций и подстанций является выполнение и защита курсового проекта. Методические указания составлены на основе рабочей программы дисциплины "Электрооборудование электрических станций и подстанций".

Занятие 1. Выбор силовых трансформаторов и автотрансформаторов в схемах подстанций или электростанций.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме необходимо изучить особенности построения суточных графиков нагрузки районных подстанций и годовых графиков по продолжительности нагрузок, уметь определить из графиков нагрузки технико-экономические показатели. Необходимо овладеть практическими навыками технико-экономических расчетов по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, уметь выбрать силовые трансформаторы на районной понизительной подстанции с учетом их нагрузочной способности (знать особенности определения систематических нагрузок и

аварийных перегрузок силовых трансформаторов).

Пример 1. Выбрать число и мощность силовых трансформаторов на подстанции.

Исходные данные и краткая характеристика проектируемого объекта.

Питание подстанции 1 осуществляется подключением к двухцепной воздушной линии. Напряжение линии $U_{ном} = 110$ кВ. Подключение производится на расстоянии 44 км от подстанции А. Подстанция 1 является тупиковой.

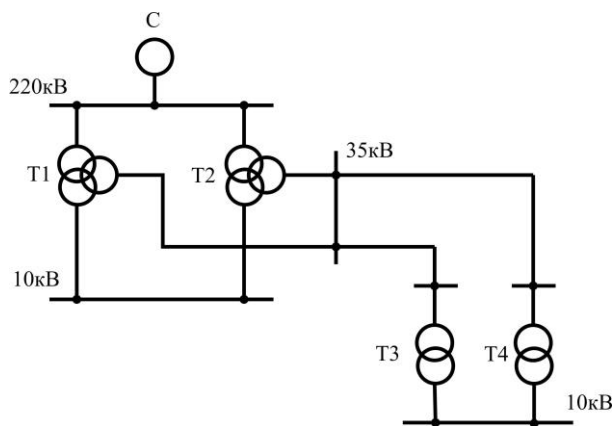


Рисунок 1 – Схема сетевого района

Исходя из требований надежности электроснабжения потребителей, норм технологического проектирования подстанций на районных подстанциях, имеющих потребителей I и II категории, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов.

Проектируемая подстанция питает потребителей I, II и III категории, поэтому для надежности электроснабжения потребителей принимаем к установке два трансформатора, которые для ограничения токов КЗ в нормальном режиме работают раздельно. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, второй должен обеспечить электроснабжение потребителей I и II категории на время устранения неисправности.

Подстанция 1 находится в умеренной климатической зоне. Средняя расчётная температура воздуха составляет:

- а) в зимний период от - 8 до -13,6 °С;
- б) в летний период от +27 до +30,2 °С.

Глубина промерзания грунтов 1,4 м. Территория относится к третьему снеговому району 1 кПа и II району по гололеду. Второй ветровой район - 0,3 кПа. Грунтовым основанием является суглинок. Зоны с загрязненной или агрессивной

средой отсутствуют. Питание подстанции 1 осуществляется от подстанции А на напряжении 110 кВ.

Основными потребителями электрической энергии являются: прилегающие села, теплица, коровник, птицефабрика, элеватор. По надежности электроснабжения проектируемые электроприемники относятся к I, II и III категории. Ток отключения выключателя подстанции А равен 12,9 кА.

Обработка графиков нагрузок.

Построим график нагрузки потребителей в именованных единицах.

Количество энергии потребляемой в год

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i, \quad (1.1)$$

где P_i - нагрузка потребителей; T_i - время использования нагрузки

$$W_{год} = (4,55 + 2,9 + 4,55 + 8,7 + 9,6 + 9,0 + 7,2 + 8,3 + 9,0 + 10 + 12 + 12,7 + 12,2 + 10,7 + 7,16 + 6,0 + 4,5) \times 152 + (3,8 + 2,3 + 3,8 + 8,7 + 9,6 + 9 + 7,2 + 8,3 + 9 + 10 + 12 + 12,7 + 12,2 + 0,7 + 4,5 + 3,8) \times 213 = 48315,92 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Среднегодовая нагрузка подстанции

$$P_{ср.г} = \frac{W_{год}}{T_{год}}, \quad (1.2)$$

$$P_{ср.г} = \frac{W_{год}}{T_{год}} = \frac{48315,92}{8760} = 5,5 \text{ МВт}.$$

Время использования максимума

$$T_{и.м.} = \frac{W_{год}}{P_{max}}, \quad (1.3)$$

$$T_{и.м.} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{48315,8}{12,7} = 3804,4 \text{ ч}.$$

Определяем коэффициент нагрузки

$$K_n = \frac{P_{ср}}{P_{max}}, \quad (1.4)$$

$$K_n = \frac{P_{ср}}{P_{max}} = \frac{5,5}{12,7} = 0,434.$$

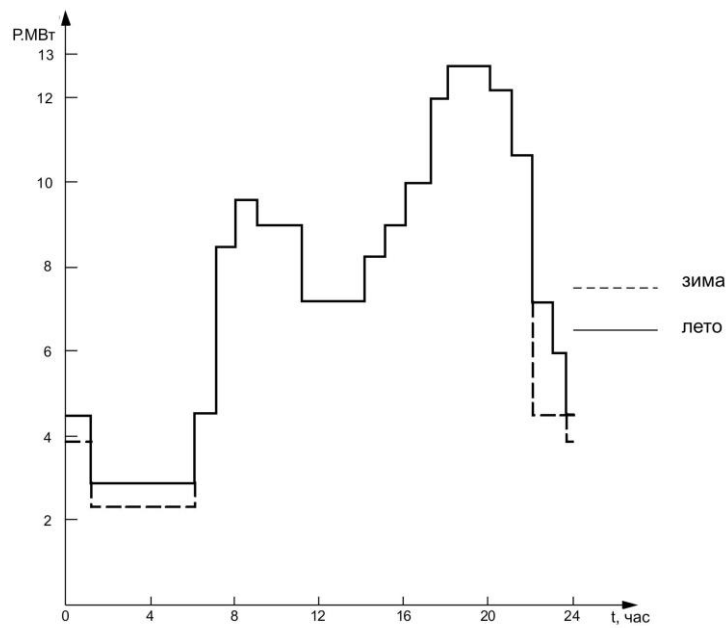


Рисунок 2 – Суточный график нагрузок

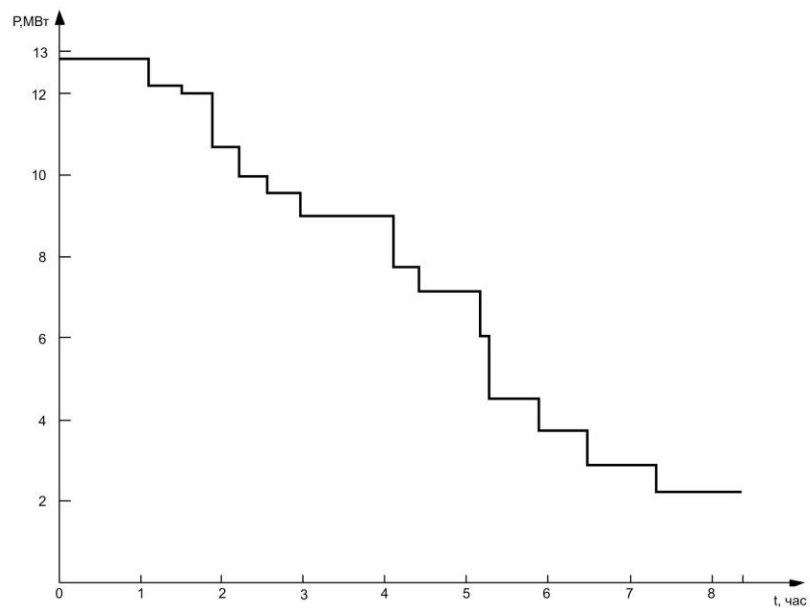


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Так как имеются потребители I и II категории, исходя из обеспечения надежности электроснабжения предусматриваем установку на подстанции двух трансформаторов.

Мощность трансформаторов определим на основании технико-экономического сравнения трех вариантов мощности. Мощность трансформатора определяем по формуле

$$S_{н.т.} = \frac{S_{max} \cdot \kappa_{I,II}}{\kappa_{ав.}}, \quad (1.5)$$

где S_{max} – максимальная нагрузка подстанции; $\kappa_{I,II}$ – коэффициент участия потребителей I и II категорий; $\kappa_{ав.}$ – принятый коэффициент аварийной перегрузки, $\kappa_{ав.} = 1,4$, так как аварийная длительная перегрузка силовых масляных трансформаторов на 40 % допускается по ПУЭ в течение не более 5 суток на время максимума нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки.

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi} = \frac{12,7}{0,92} = 13,8 \text{ МВА};$$

$$S_{н.т.} = \frac{13,8 \cdot 0,56}{1,4} = 5,52 \text{ МВА}.$$

Для сравнения принимаем следующие типы трансформаторы, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Технические параметры силовых трансформаторов

Тип трансформатора	U _{ном} ,кВ		U _к ,%	ΔP_k ,кВт	P _х ,кВт	I _х ,%	ΔQ_x ,квар
	ВН	НН					
ТДН-6300/110	115	11	10,5	44	10	1	70
ТДН-10000/110	115	11	10,5	60	14	0,7	112
ТДН-16000/110	115	11	10,5	85	19	0,7	175

Проводим проверку по перегрузочной способности трансформаторов в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов.

$$\text{Вариант 1 } 1,4 \cdot S_{н.т.} \geq S_{max}$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820 < 13800 \text{ МВА},$$

проверка по перегрузочной способности трансформатора ТДН-6300/110 показала нецелесообразность его установки на подстанции.

$$\text{Вариант 2 } 1,4 \cdot 10000 = 14000 > 13800 \text{ МВА},$$

$$\text{Вариант 3 } 1,4 \cdot 16000 = 22400 > 13800 \text{ МВА},$$

проверка показала, что трансформаторы ТДН-10000/110 и ТДН-16000/110 проходят по перегрузочной способности.

Определяем ежегодные потери в трансформаторах $\Delta W_{год}$, кВт·ч/год

$$\Delta W_{\text{зод}} = n \cdot P_{\text{xx}} \cdot T + \frac{I}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.6)$$

где n – количество трансформаторов; τ – время максимальных потерь,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{ум}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3804,4}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2229,04 \text{ ч.}$$

$$\Delta W_{\text{зод},1} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 44 \cdot (13,8/10)^2 \cdot 2229,04 = 268589,64 \text{ кВт·ч/год;}$$

$$\Delta W_{\text{зод},2} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 85 \cdot (13,8/16)^2 \cdot 2229,04 = 245673,3 \text{ кВт·ч/год.}$$

Определим капитальные затраты по формуле:

$$K = n \cdot K_i \cdot K_{\text{yd}}, \quad (1.7)$$

где K_i – расчетная стоимость трехфазных трансформаторов, по [4,с.333]; K_{yd} – коэффициент удорожания, $K_{\text{yd}} = 30$.

$$K_2 = 2 \cdot 40 \cdot 30 = 2400 \text{ тыс. руб;}$$

$$K_3 = 2 \cdot 48 \cdot 30 = 2880 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем выбор экономичной мощности трансформаторов с использованием интегральных показателей экономической эффективности.

К числу интегральных показателей экономической эффективности относятся:

- интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД).

Интегральный эффект ($\mathcal{E}_{\text{инт}}$) определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов (доходов) над интегральными затратами (расходами).

Величина $\mathcal{E}_{\text{инт}}$ (чистого дисконтированного дохода) вычисляется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t - K_{\text{д}}, \quad (1.8)$$

где R_t – результаты, достигаемые на t -ом шаге расчета; Z_t – затраты (без капитальных), осуществляемые на t -ом шаге расчета; T – продолжительность расчетного периода или горизонт расчета; α_t – коэффициент дисконтирования,

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (1.9)$$

где E – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал; t –

номер шага расчета, как правило, по годам, начиная с момента начала осуществления проекта; K_D - сумма дисконтированных капиталовложений,

$$K_D = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t, \quad (1.10)$$

где K_t - капиталовложения на t-ом шаге.

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине дисконтированных капиталовложений

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t}{K_D}. \quad (1.11)$$

Срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект (ЧДД) становится неотрицательным. Иными словами это – период (измеряемый в годах или месяцах), после которого первоначальные вложения и другие затраты покрываются суммарными результатами (доходами) его осуществления. Срок окупаемости находится графически, после определения интегральных эффектов.

После определения интегральных показателей экономической эффективности проекта необходимо оценить финансовое состояние предлагаемого проекта. В качестве критериев финансовой оценки используются рентабельность производства и рентабельность продукции.

Рентабельность производства определяется:

$$P\% = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{\text{пр}t}}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\%, \quad (1.12)$$

где $\Pi_{\text{пр}t}$ - валовая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности по годам

расчетного периода T, тыс.руб/год; $\sum_{t=0}^T K_t$ - стоимость производственных фондов,

тыс.руб; T – период ввода объекта в эксплуатацию.

Рентабельность продукции определяется

$$P\% = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{qt}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\%, \quad (1.13)$$

где Π_{qt} - чистая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности t-го года, тыс.руб/год; R_t - выручка от реализации t-го года, тыс.руб/год.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта $\hat{A}_{\hat{a}i}$, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Иными словами $\hat{A}_{\hat{a}i}$ (ВНД) является решением уравнения

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - C_t)}{(1 + E_{\hat{a}i})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\hat{a}i})^t}. \quad (1.14)$$

Если расчет интегрального эффекта (ЧДД) проекта дает ответ на вопрос, является он эффективным или нет при заданной норме дисконта E , то ВНД проекта определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, капиталовложение в данный проект оправдано.

Результаты расчета представлены в таблицах 2–4 и на рисунке 4.

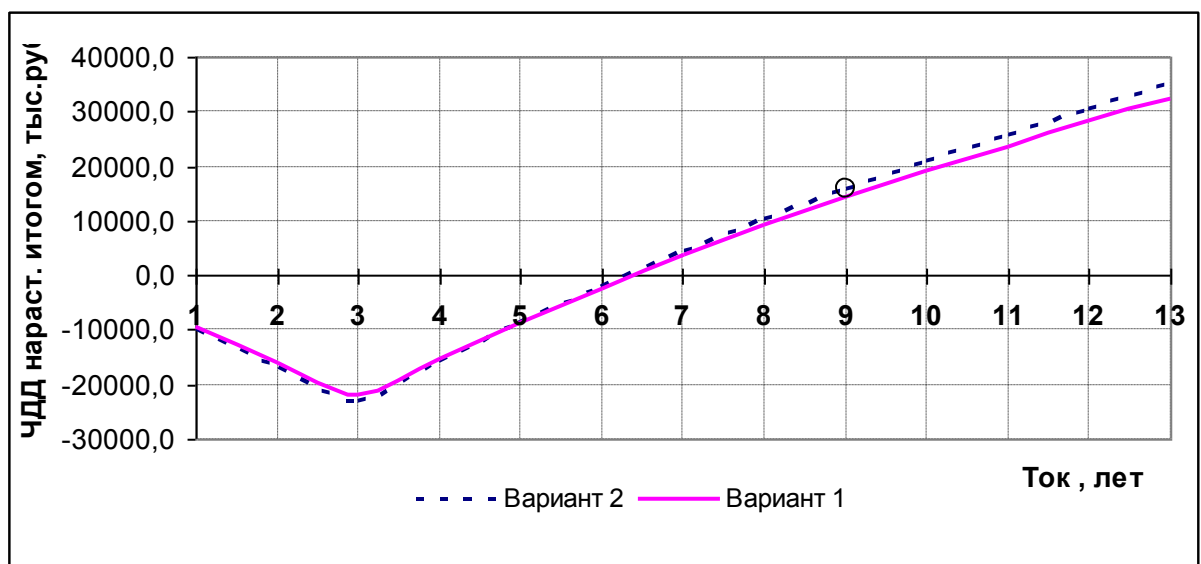


Рисунок 4 – Графическое определение срока окупаемости

Таблица 2 – Ожидаемые технико-экономические показатели при установке на подстанции трансформаторов ТДН-10000/110 кВ

Показатели	Единицы измерения	Величина показателя по годам												
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Выручка от реализации	тыс.руб.	-	-	-	18900	20475	22050	22575	23100	23625	24150	25200	26775	28350
Капиталовложения	тыс.руб.	7150,4	5362,8	5362,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на эл.эн.	руб/кВт*ч	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35
Удельная себестоимость передачи и распределения эл.эн	руб/кВт*ч	-	-	-	0,176	0,190	0,204	0,209	0,214	0,218	0,223	0,232	0,247	0,262
Затраты на потери эл.эн. В системе	тыс.руб.	-	-	-	1350	1462,5	1575	1612,5	1650	1687,5	1725	1800	1912,5	2025
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	тыс.руб.	-	-	-	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56	1072,56
Налоги и сборы	тыс.руб.	-	-	-	9886,464	10763,964	11641,46	11933,964	12226,46	12518,964	12811,46	13396,46	14273,964	15151,46
Чистый доход (без дисконтирования)	тыс.руб.	-7150,4	-5362,8	-5362,8	6591,0	7176,0	7761,0	7956,0	8151,0	8346,0	8541,0	8931,0	9516,0	10101,0
Коэффициент дисконтирования	-	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,43
Чистый доход с дисконтированием(без учёта амортизации)	тыс.руб.	-9517,2	-6489,0	-5899,1	6591,0	6530,1	6441,6	5967,0	5542,7	5174,5	4782,9	4554,8	4472,5	4281,0
ЧДД нарастающим итогом	тыс.руб.	-9517,2	16006,2	21905,3	-15314,3	-8784,1	-2342,5	3624,5	9167,1	14341,6	19124,6	23679,4	28151,9	32333,4
Рентабельность производства	%	-	-	-	92,2	100,4	108,5	111,3	114,0	116,7	119,4	124,9	133,1	141,5
Рентабельность продукции	%	-	-	-	34,9	35,0	35,2	35,2	35,3	35,3	35,4	35,4	35,5	35,6
Валовая прибыль	тыс.руб.	-	-	-	16477,44	17939,94	19402,44	19889,94	20377,44	20864,94	21352,44	22327,44	23789,94	25351,44

Средняя рентабельность производства - 89,37%; средняя рентабельность продукции - 27,15%.

Таблица 3 – Ожидаемые технико-экономические показатели при установке на подстанции трансформаторов ТДН-16000/110 кВ

Показатели	Единицы измерения	Величина показателя по годам												
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Выручка от реализации	тыс.руб.	-	-	-	18900	20475	22050	22575	23100	23625	24150	25200	26775	28350
Капиталовложения	тыс.руб.	7471,2	5603,4	5603,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на эл.эн.	руб/кВт*ч	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35
Удельная себестоимость передачи и распределения эл.эн	руб/кВт*ч	-	-	-	0,169	0,183	0,196	0,201	0,206	0,210	0,215	0,224	0,237	0,25
Затраты на потери эл.эн. В системе	тыс.руб.	-	-	-	162,027	175,52925	189,0315	193,53225	198,033	202,53375	207,0345	216,036	229,53825	243,04
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	тыс.руб.	-	-	-	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68	1120,68
Наалоги и сборы	тыс.руб.	-	-	-	10570,38	11507,274	12444,17	12756,473	13068,77	13381,072	13693,37	14317,97	15254,869	16191,7
Чистый доход (без дисконтирования)	тыс.руб.	-7471,2	-5603,4	-5603,4	7046,9	7671,5	8296,1	8504,3	8712,5	8920,7	9128,9	9545,3	10169,9	10794
Коэффициент дисконтирования	-	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
Чистый доход с дисконтированием(без учёта амортизации)	тыс.руб.	-9944,2	-6780,1	-6163,7	7046,9	6981,1	6885,8	6378,2	5924,5	5530,8	5112,2	4868,1	4779,9	4533,7
ЧДД нарастающим итогом	тыс.руб.	-9944,2	-16724,3	-22888,0	-15841,1	-8860,0	-1974,2	4404,0	10328,5	15859,3	20971,5	25839,6	30619,5	35153,7
Рентабельность производства	%	-	-	-	94,3	102,7	111,0	113,8	116,6	119,4	122,2	127,8	136,1	144,5
Рентабельность продукции	%	-	-	-	37,3	37,5	37,6	37,7	37,7	37,8	37,8	37,9	38,0	38,1
Валовая прибыль	тыс.руб.	-	-	-	17617,29	19178,791	20740,29	21260,788	21781,29	22301,786	22822,29	23863,28	25424,782	26986,28

Средняя рентабельность производства -91,42%, средняя рентабельность продукции -29,02%.

Таблица 4 – Технико-экономическое обоснование сравниваемых вариантов

Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
Напряжение	кВ	110/10	110/10
Мощность	МВА	10	16
T_{\max}	ч/год	3804,4	3804,4
Рентабельность продукции	%	27,1	29,0
Рентабельность производства	%	89,4	91,4
ЧДД	тыс.руб	32 394,3	35 153,2
Индекс доходности	руб/руб	1,5	1,5
Срок окупаемости	лет	2,5	2,7

На основании анализа экономической эффективности рекомендуется продолжить работу над вариантом 1 выбора экономичной мощности трансформаторов на РПП (2хТДН-10000/110). Так как он имеет более высокие интегральные показатели (ЧДД, ИД, Рентабельность продукции), а также более низкий срок окупаемости.

Показатели финансовой эффективности 1-го варианта могут быть улучшены в результате внедрения мероприятий по экономии электроэнергии.

Занятие 2. Расчет токов КЗ и выбор токоограничивающих реакторов в схемах подстанций.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме студент должен изучить методики определения токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов, токоведущих частей и изоляторов в аварийном режиме. Ознакомиться с программами расчета токов КЗ на ЭВМ. Уметь определять индуктивное сопротивление линейного реактора по отключающей способности выключателя.

Пример 2. Для заданной схемы замещения провести расчет токов КЗ. Определить необходимость ограничения токов КЗ.

Расчетная схема сетевого района представлена на рисунке 5. Составляем однолинейную схему замещения электроснабжения района, которая представлена на рисунке 6. Выбираем расчетные точки КЗ: К1 – на стороне высшего напряжения трансформатора, К2 – на стороне низшего напряжения трансформатора. Считаем, что для

снижения уровня тока КЗ трансформаторы подстанции работают отдельно и в схему замещения входит только один из них вместе с подключенной к нему линией.

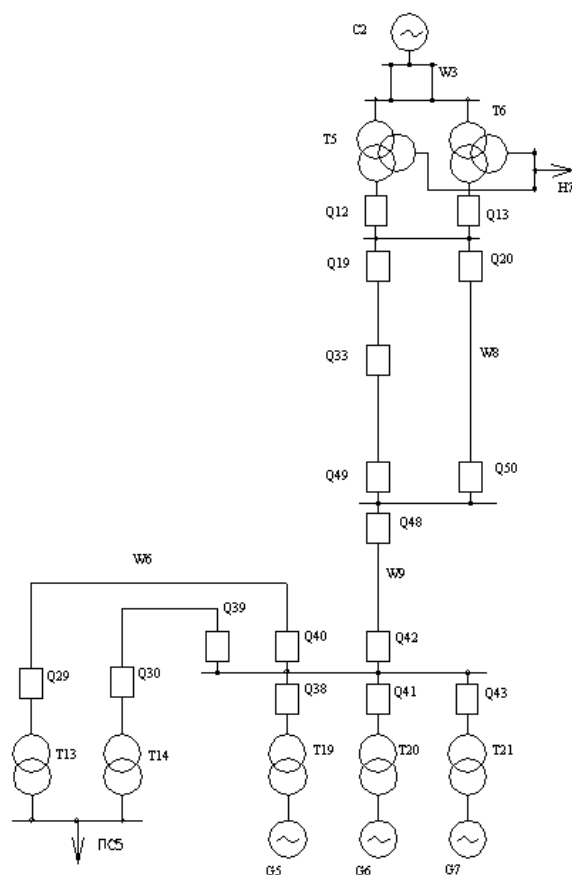


Рисунок 5 – Расчетная схема

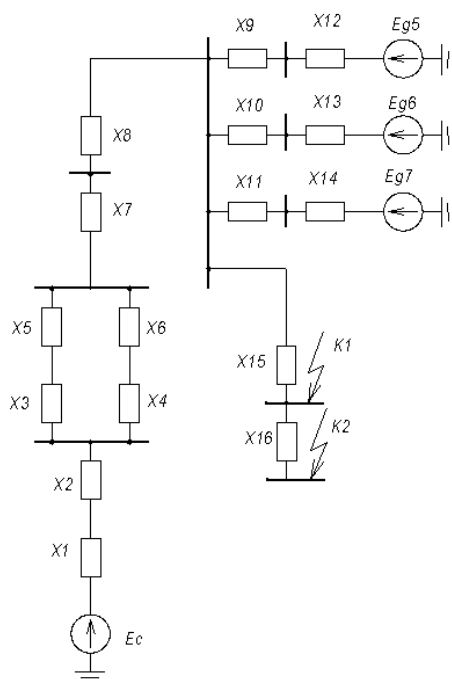


Рисунок 6 – Однолинейная схема замещения

Проведем расчет токов КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора.

Считаем расчетный ток трехфазного сверхпереходного короткого замыкания на стороне высшего напряжения трансформатора методом расчетных кривых. Принимаем базисные условия: $S_6=100$ МВА, $U_6=115$ кВ, $I_6=S_6/(\sqrt{3} * U_6)=0,5$ кА.

Выбираем генераторы G5-G7 ТГВ-200-2У3. Сверхпереходное сопротивление генератора в о.е. равно 0,19. Выбираем трансформаторы связи Т5, Т6: АТДТН – 125000/220/110, $U_{k \text{ вн-сн}} = 11\%$, $U_{k \text{ вн-нн}} = 45\%$, $U_{k \text{ сн-нн}} = 28\%$; трансформаторы в цепи генераторов Т19-Т21: ТДЦ – 200000/110, $U_k=10,5\%$; трансформаторы на подстанции ТДН – 16000/110, $U_k = 10,5\%$.

Для трансформаторов связи Т5, Т6 рассчитаем $U_{k \text{ вн}}$ и $U_{k \text{ сн}}$

$$U_{k \text{ вн}}=0,5*(U_{k \text{ вн-сн}} + U_{k \text{ вн-нн}} - U_{k \text{ сн-нн}})=0,5*(11\%+45\%-28\%)= 14\%$$

$$U_{k \text{ сн}}=0,5*(U_{k \text{ вн-сн}} + U_{k \text{ сн-нн}} - U_{k \text{ вн-нн}})=0,5*(11\%+28\%-45\%)= -3\%$$

Рассчитываем сопротивления схемы замещения

$$X_1=S_6/S_B=100/4000=0,025$$

$$X_2=0,5*x_0*1* S_6/U_{cp}^2=0,5*0,4*200*100/230^2=0,0756$$

$$X_3=X_4= U_{k \text{ вн}} *S_6 /(100*S_{H.T.})=14*100/(100*125)=0,112$$

$$X_5=X_6= U_{k \text{ сн}} *S_6 /(100*S_{H.T.})= -3*100/(100*125)= -0,024$$

$$X_7= 0,5*x_0*1* S_6/U_{cp}^2=0,5*0,4*65*100/115^2= 0,0983$$

$$X_8=x_0*1* S_6/U_{cp}^2=0,4*25*100/115^2= 0,0756$$

$$X_9=X_{10}=X_{11}= U_k *S_6 /(100*S_{H.T.})=10,5*100/(100*200)= 0,0525$$

$$X_{12}=X_{13}=X_{14}= X_d'' * S_6 /S_{H.T.}=0,19*100/250=0,076$$

$$X_{15}= x_0*1* S_6/U_{cp}^2=0,4*60*100/115^2= 0,181$$

$$X_{16}= U_k *S_6 /(100*S_{H.T.})=10,5*100/(100*16)= 6,562$$

$$X_{17}= X_1 + X_2=0,025 + 0,0756=0,1$$

$$X_{18}=0,5*(X_3+ X_5)=0,044$$

$$X_{19}= X_7+ X_8=0,174$$

$$X_{20}=1/3*(X_9+ X_{12})=0,0428$$

$$X_{21}= X_{17}+ X_{18}+ X_{19}=0,318$$

$$X_{22}=1/(1/X_{20}+1/X_{21})=0,0377$$

$$X_{\Sigma}= X_{21}+ X_{15}=0,2192$$

$$c_1=1$$

$$c_2= X_{22}/ X_{20}=0,881$$

$$c_3= X_{22}/ X_{21}=0,118$$

$$X_{\text{расч. г}}= X_{\Sigma}*S_{\Sigma \text{ г}}/(c_3* S_6)=13,87$$

$$X_{\text{расч. с}}= X_{\Sigma}/c_2=0,249.$$

Упрощенная схема замещения для точки К1 представлена на рисунке 7.

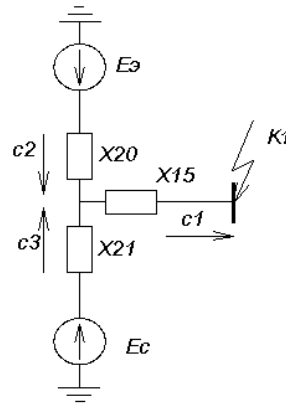


Рисунок 7 – Упрощенная схема замещения для точки К1

Так как расчетные кривые построены для расчетных сопротивлений меньше или равных трем, считаем, что ток КЗ для любого момента времени одинаков и равен

$$I_{пк\ c}^* = 1 / X_{расч.\ c} = 1 / 0,249 = 4,02$$

$$I_{пк\ г}^* = 1 / X_{расч.\ г} = 1 / 13,87 = 0,072$$

$$I_{н.г.} = S_{\Sigma\ н.г.} / (\sqrt{3} * U_6) = 3 * 250 / (\sqrt{3} * 115) = 3,765 \text{ кА}$$

$$I_{пк\ c} = I_{пк\ c}^* * I_6 = 4,02 * 0,5 = 2,018 \text{ кА}$$

$$I_{пк\ г} = I_{пк\ г}^* * I_{н.г.} = 0,072 * 3,765 = 0,271 \text{ кА}$$

$$I_{пк} = I_{пк\ c} + I_{пк\ г} = 2,018 + 0,271 = 2,29 \text{ кА.}$$

Определяем значение апериодической составляющей тока КЗ.

Принимаем $T_a = 0,03 \text{ с}$; $k_y = 1,7$. Расчетное время КЗ τ принимаем $0,2 \text{ с}$.

$$i_{a\ \tau} = \sqrt{2} * I_{п,0} * e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} * 2,29 * e^{-0,2/0,03} = 0,004 \text{ кА.}$$

Определяем значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} * I_{п,0} * k_y = \sqrt{2} * 2,29 * 1,7 = 5,505 \text{ кА.}$$

Проведем расчет токов КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора.

Метод расчета и сопротивления всех элементов схемы замещения такие же как и в предыдущем расчете. Принимаем базисные условия: $S_6 = 100 \text{ МВА}$, $U_6 = 10,5 \text{ кВ}$,

$$I_6 = S_6 / (\sqrt{3} * U_6) = 5,5 \text{ кА.}$$

Суммарное сопротивление отличается от предыдущего случая на сопротивление X_{16} трансформатора подстанции

$$X_{\Sigma} = X_{21} + X_{15} + X_{16} = 0,875$$

$$c_1 = 1$$

$$c_2 = X_{22} / X_{20} = 0,881$$

$$c_3 = X_{22} / X_{21} = 0,118$$

$$X_{расч.\ г} = X_{\Sigma} * S_{\Sigma\ г} / (c_3 * S_6) = 55,39$$

$$X_{\text{расч. c}} = X_{\Sigma}/c_2 = 0,993.$$

Так как расчетные кривые построены для расчетных сопротивлений меньше или равных трем, считаем, что ток КЗ для любого момента времени одинаков и равен

$$I_{\text{ПК c}}^* = 1 / X_{\text{расч. c}} = 1 / 0,993 = 1,006$$

$$I_{\text{ПК г}}^* = 1 / X_{\text{расч. г}} = 1 / 55,39 = 0,018$$

$$I_{\text{н.г.}} = S_{\Sigma \text{ н.г.}} / (\sqrt{3} * U_0) = 3 * 250 / (\sqrt{3} * 10,5) = 44,24 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПК c}} = I_{\text{ПК c}}^* * I_0 = 1,006 * 5,5 = 5,536 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПК г}} = I_{\text{ПК г}}^* * I_{\text{н.г.}} = 0,018 * 44,24 = 0,744 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПК}} = I_{\text{ПК c}} + I_{\text{ПК г}} = 5,536 + 0,744 = 6,28 \text{ кА}.$$

Упрощенная схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 8.

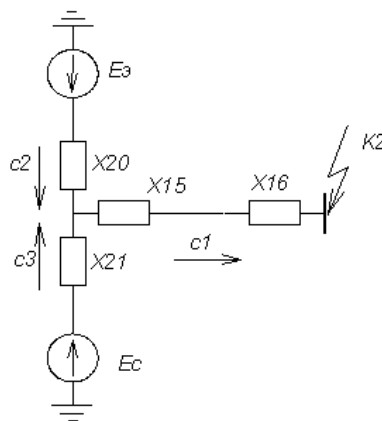


Рисунок 8 – Упрощенная схема замещения для точки К2

Определяем значение апериодической составляющей тока КЗ. Принимаем $T_a = 0,03$ с; $k_y = 1,8$. Расчетное время короткого замыкания τ принимаем $0,06$ с.

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} * I_{\text{н.0}} * e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} * 6,28 * e^{-0,06/0,03} = 1,202 \text{ кА}$$

Определяем значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} * I_{\text{н.0}} * k_y = \sqrt{2} * 6,28 * 1,8 = 15,988 \text{ кА}$$

Можно сделать вывод, что ограничение токов КЗ не требуется, так как выключатели способны отключать такие ударные токи (до 80 кА).

Занятие 3. Выбор и проверка токоведущих частей в схемах РУ подстанций.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме необходимо уметь выбрать сечение шин и токопроводов в различных присоединениях схемы РУ подстанции для надежной работы их в нормальном длительном режиме, а также проверить выбранные шины на термическую и электродинамическую стойкости в режиме КЗ. Уметь выбрать изоляторы для РУ всех

напряжений подстанции.

Пример 3. Для главной схемы электрических соединений подстанции выбрать токоведущие части на всех напряжениях.

Главная схема электрических соединений подстанции представлена на рисунке 9.

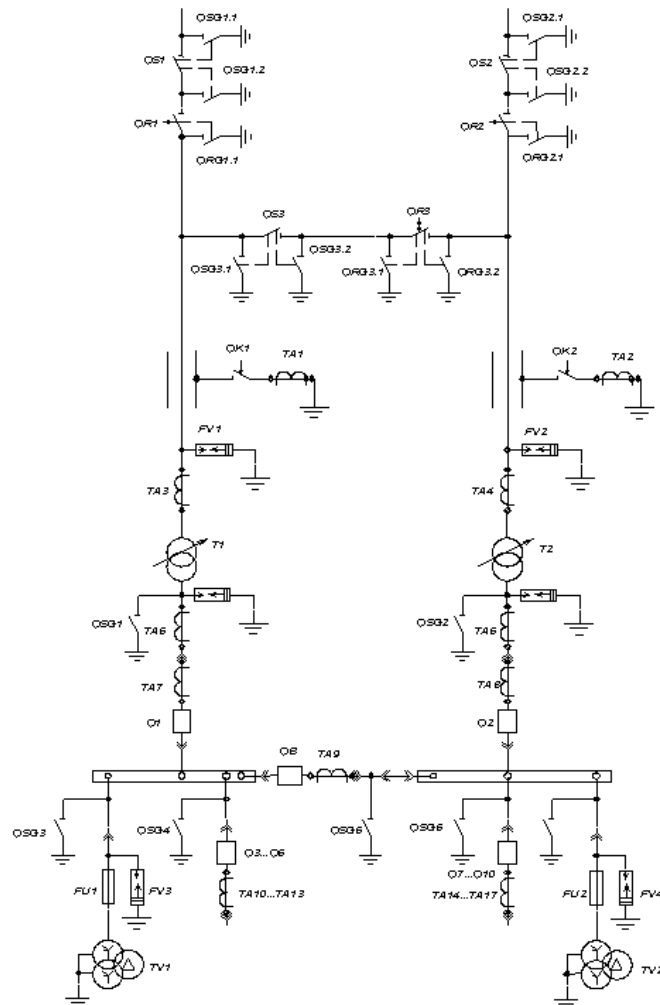


Рисунок 9 – Главная схема электрических соединений подстанции

Проектируемая подстанция является тупиковой, имеет малое число присоединений (8), а рабочий максимальный ток на стороне высшего напряжения

$$I_{\text{раб, max}} = K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{н.т.}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 1.3 \cdot 16000 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 127 \text{ A} \ll 1000 \text{ A},$$

то можно применить упрощенную схему с отделителями, короткозамыкателями. Предполагая, что подстанция будет эксплуатироваться без дежурного персонала, устанавливаем автоматическую перемычку. В нормальном режиме перемычка разомкнута.

Выбор токоведущих частей на стороне 110 кВ.

Выбираем шины из алюминиевых труб.

Рабочий ток и рабочий максимальный ток на стороне 110 кВ

$$I_{\text{раб}} = S_{\text{н.т.}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 16000 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 98 \text{ A},$$

$$I_{\text{max}} = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{раб}} = 1.3 \cdot 98 = 127 \text{ A}.$$

Сечение шин выбираем по экономической плотности тока

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где B_k – импульс квадратичного тока КЗ; C – функция, значение которой для алюминия 91 $A \cdot c^{1/2}/mm^2$.

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 2,29^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 1,20617 \text{ кА}^2 \cdot c,$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1206170}}{91} = 12 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевые трубы с наружным и внутренним диаметром равным 16/13 мм. Допустимый ток выбранных шин

$$I_{\text{доп}} = 295 \text{ А},$$

$$q_{\text{ст}} = \pi/4 \cdot (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{наруж}}^2) = 3,14/4 \cdot (16^2 - 13^2) = 70 \text{ мм}^2.$$

По условиям выбора $I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$, $q_{\text{ст}} > q_{\min}$ данные шины проходят.

Проверку на термическое действие тока КЗ не производим, так как линия выполнена на открытом воздухе с большим запасом по допустимому току.

На электродинамическую стойкость шины не проверяем ввиду больших расстояний между фазами.

Токоведущие части от сборных шин до трансформатора выбираем по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, которую для данного присоединения принимаем равной 1 A/mm^2

$$q_{\text{эк}} = I_{\text{раб}} / j_{\text{эк}} = 98/1 = 98 \text{ мм}^2.$$

Выбираем гибкий сталеалюминиевый провод марки АС-95/16 с $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$.

По условиям выбора $I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$ (127 А < 330 А) данные шины проходят.

Проверку на термическое действие тока КЗ не производим, так как линия выполнена голым проводом на открытом воздухе.

Проверку по условиям коронирования не производим, так как по ПУЭ для 110 кВ этому условию удовлетворяют все провода сечением равным или большим 70 mm^2 .

Выбор токоведущих частей на стороне 10 кВ.

Выбор токопровода.

Токоведущие части от трансформатора до сборных шин выполняем гибким токопроводом. Выбираем сечение по экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$

$$I_{\text{раб}} = S_{\text{н.т.}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}) = 16000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 924 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,3 \cdot 924 = 1200 \text{ А},$$

$$q_{\text{эк}} = I_{\text{раб}} / j_{\text{эк}} = 924/1 = 924 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС-300/39, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть

$$q_a = q_3 - q_{AC} = 924 - 2 \cdot 300 = 324 \text{ мм}^2.$$

Число токоведущих проводов А-185

$$n = 324 / 185 = 1,75.$$

Принимаем токопровод $2 \cdot \text{АС-300/39} + 2 \cdot \text{А-185}$ диаметром $d = 150 \text{ мм}$.

Проверяем токопровод по допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 610 + 2 \cdot 500 = 2220 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1200 \text{ А}.$$

Пучок неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условию схлестывания.

Сила взаимодействия между фазами

$$f = 1,5 \cdot I_{n,0}^2 \cdot 10^{-7} / D = 1,5 \cdot 6280^2 \cdot 10^{-7} / 3 = 1,97 \text{ Н/м}.$$

Сила тяжести токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-300/39 – 1,13 кг, провода А-185 – 0,5 кг) определяется следующим образом

$$g = 9,8 \cdot (2 \cdot 1,13 + 2 \cdot 0,5) = 32 \text{ Н/м}.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_z = 0,1 \text{ с}$, находим

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$\sqrt{h} / t_{\text{эк}} = \sqrt{2,5} / 0,15 = 10,5.$$

По диаграмме [18, рисунок 4.8] для значения $f/g = 1,97/32 = 0,06$ находим $b/h = 0,02$, откуда $b = 0,02 \cdot 2,5 = 0,05 \text{ м}$.

Допустимое отклонение фазы

$$b_{\text{доп}} = (D - d - a_{\text{доп}}) / 2 = (3 - 0,15 - 0,2) / 2 = 1,32 \text{ м}.$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{n,0}^2}{d} = \frac{4-1}{4^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6280^2}{0,15} = 30,86 \text{ Н/м}.$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ

$$\gamma_{\text{к}} = f_{\text{ц}} / q = 30,86 / 300 = 0,103 \text{ МПа/м}.$$

Удельная нагрузка на фазу от собственного веса

$$\gamma_1 = 9,8 \text{ м/к} = 9,8 \cdot 1,13 / 300 = 0,037 \text{ МПа/м}.$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, $T_{\text{ф. max}} = 100000 \text{ Н}$, определяем

$$\sigma_{\text{max}} = T_{\text{ф. max}} / (n \cdot q) = 100000 / (2 \cdot 300 + 2 \cdot 185) = 103 \text{ МПа}.$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы

$$l_p = k\sigma_{\max} 10^3 \sqrt{\frac{(k-1)\sigma_{\max} 24\beta}{(\gamma_k + k\gamma_1)(\gamma_k - k\gamma_1)}} = 1,8 * 103 * 10^3 \sqrt{\frac{0,8 * 103 * 24 * 159 * 10^{-13}}{(0,103 + 1,8 * 0,037) * (0,103 - 1,8 * 0,037)}} = 418 \text{ м.}$$

Таким образом, в токопроводе установка внутрифазных распорок по электродинамической стойкости не требуется. Устанавливаем их через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Выбор сборных шин.

Выбираем сборные шины по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины размером $80*8 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 1370 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1200 \text{ А}$.

Проверяем шины на термическую стойкость

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{9072670}}{91} = 33 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц

$$200 \geq \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины расположены на ребро:

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{8*0.8^3}{12} = 5.33,$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{5.33}{8*0.8}} = 0.5^2.$$

Таким образом, принимаем $l = 0.5 \text{ м}$.

Если шины расположены плашмя:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0.8*8^3}{12} = 34.133,$$

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{34.133}{8*0.8}} = 1.41^2.$$

Этот вариант дает экономию в количестве изоляторов, принимаем $l = 1.4 \text{ м}$.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ (принимаем расстояние между фазами $a = 0.22 \text{ м}$)

$$f^{(3)} = \sqrt{3} * 10^{-7} \frac{i_y^{(3)2}}{a} = \sqrt{3} * 10^{-7} \frac{15988^2}{0.22} = 201.24 \text{ Н/м.}$$

Изгибающий момент

$$M = \frac{f l^2}{10} = \frac{201.24 * 1.4^2}{10} = 39.44 \text{ Н*м.}$$

Момент сопротивления

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0.8 * 8^2}{6} = 8.53 \text{ см}^3.$$

Расчетное значение механического напряжения в материале шин

$$\delta_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{39.44}{8.53} = 4.622 \text{ МПа.}$$

Выбираем материал шин – алюминиевый сплав АДО: $\delta_{разр} = 65 \text{ МПа}$; $\delta_{доп} = 40 \text{ МПа}$; $E = 7 * 10^{10} \text{ Па}$. Шины механически прочны, так как $\delta_{доп} \geq \delta_{расч}$: $4,622 \geq 65 \text{ МПа}$.

Выбор кабелей на отходящих линиях.

Выбираем кабель на напряжение 10 кВ. По экономической плотности тока $j_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$, выбираем сечение жил кабеля

$$q_{эк} = I_{норм} / j_{эк} = 150 / 1.2 = 125 \text{ мм}^2,$$

где $I_{норм}$ – наибольший рабочий ток, протекающий по кабелю в нормальном режиме,

$$I_{норм} = \frac{P_{max}}{n\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi} = \frac{15000}{2\sqrt{3} * 10 * 0.8} = 135.3 \text{ А.}$$

Ближайшее стандартное сечение 120 мм^2 , $I_{доп} = 260 \text{ А} > I_{раб.мах} = I_{норм} = 135,3 \text{ А}$.

Выбранное сечение 120 мм^2 должно быть проверено на термическую стойкость.

Выбор изоляторов.

Выбираем опорные стержневые изоляторы С4-80 I УХЛ на $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, высота 190 мм , $F_{max} = 4 \text{ кН}$.

Проходной изолятор ИП-10/1600-1250 УХЛ1 на $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, длина 565 мм , $I = 1600 \text{ А}$, $F_{max} = 1250 \text{ Н}$.

Проверяем опорные и проходные изоляторы на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб, для опорных изоляторов

$$F_{расч} = \sqrt{3} * 10^{-7} \frac{i_y^{(3)2}}{a} l k_h = f^{(3)} l k_h = 201.24 * 1.4 * 1 = 281.74 \text{ Н};$$

для проходных:

$$F_{расч} = 0.5 f^{(3)} l = 0.5 * 201.24 * 1.4 = 140.87 \text{ Н.}$$

$F_{max} > F_{расч}$ для обоих типов изоляторов, т.е. изоляторы механически прочны.

По номинальному напряжению $U_{уст} = U_{ном} (10 = 10 \text{ кВ})$;

По номинальному току $I_{\max} < I_{\text{ном}} (1200 < 1600 \text{ А})$.

На стороне 110 кВ выбираем подвесные изоляторы типа ПС-70Д в количестве 8 штук на фазу.

Занятие 4. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры в схемах распределительных устройств (РУ) подстанций.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме нужно знать условия выбора и проверки высоковольтных выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.

Пример 4. Для главной схемы электрических соединений подстанции выбрать коммутационные аппараты.

Главная схема электрических соединений подстанции приведена на рисунке 9.

Выбор аппаратов на стороне 110 кВ.

Выбираем разъединители РНДЗ.2-110/1000 У1 с приводом ПРН-110 У1, отделители ОДЗ-1-110/1000 УХЛ1 с приводом ПРО-1У1, короткозамыкатели КЗ-110 УХЛ1 с приводом ПРК-1У1, автоматическая перемычка из отделителя ОДЗ-2-110/1000 УХЛ1 с приводом ПРО-1У1 и разъединителя РНДЗ.2-110/1000 У1 с приводом ПДН-1У1. Проверку отделителей, разъединителей и короткозамыкателей производим в табличной форме.

Таблица 5 – Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Условие выбора	Расчетные данные		Каталожные данные		
	Параметр	Значение	РНДЗ.2-110/1000 У1	ОДЗ-1-110/1000 УХЛ1	КЗ-110 УХЛ1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}, \text{ В}$	110	110	110	110
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}, \text{ кА}$	127	1000	1000	-
$i_{\text{пред}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}, \text{ кА}$	5,505	80	80	51
$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1,206	3969	2977	1200

Выбор аппаратов на стороне 10 кВ.

Выбор выключателей.

Выбираем КРУН серии К-49 с маломасляными выключателями ВК-10-1600-20У2 в цепи трансформатора, секционный выключатель ВК-10-1600-20У2 и выключатель ВК-10-630-20У2 на отходящих фидерах. Приводы у всех выключателей пружинные типа ДПП.

Выбор производим в табличной форме. Число отходящих фидеров $n = 8$.

Таблица 6 – Выбор выключателей

Условие выбора	Расчетные данные		Каталожные данные		Расчетные данные	
	Параметр	Значение	БК-10-1600-20У2	БК-10-630-20У2	Параметр	Значение
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max}, \text{кА}$	1,20089	1,6	0,63	$I_{max}, \text{кА}$	0,150111
$I_{отк.ном} \geq I_{п.т}$	$I_{п.т}, \text{кА}$	6,28063	20	20	$I_{п.т}, \text{кА}$	0,785079
$\sqrt{2} I_{отк.ном} (1 - \beta_H / 100) \geq (\sqrt{2} I_{н\tau} + i_{a\tau})$		10,0842	24,04163056	24,04163056		1,260529
$\sqrt{2} I_{отк.ном} \beta_H / 100 \geq i_{a\tau}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	1,20207	4,242640687	4,242640687	$i_{a\tau}, \text{кА}$	0,150259
$I_{дин} \geq I_{п.о}$	$I_{п.о}, \text{кА}$	6,28063	20	20	$I_{п.о}, \text{кА}$	0,785079
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y, \text{кА}$	15,9879	52	52	$i_y, \text{кА}$	1,998486
$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	9,07267	1600	1600	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,14176

Выбор заземлителей.

Таблица 7 – Выбор заземлителей

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст.н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст.н}$
$i_y = 11,74 \text{ кА}$	$i_{дин} = 235 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$B_k = 0,52 \cdot 10^2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 8,1 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Тип привода для заземлителей ПЧ-50У3.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений.

Для защиты электрооборудования от перенапряжений выбираем нелинейные ограничители перенапряжений. На стороне 10 кВ устанавливаем нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН/TEL-10/10,5 УХЛ1. На стороне 110 кВ устанавливаем нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН/TEL-110/73 УХЛ1. В нейтрали силового трансформатора выбираем нелинейный ограничитель перенапряжений типа ОПН/TEL-35/40,5 УХЛ1. Технические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, установленных на подстанции, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений

Тип	Место установки	Действующее значение напряжения, кВ		Номинальный разрядный ток, кА	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока, кА		
		номинальное	наибольшее длительно допустимое рабочее		5	10	20

1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
ОПН/TEL-10/10,5 УХЛ1	На стороне 10 кВ	10	10,5	10	30,7	33	36,7
ОПН/TEL-35/40,5 УХЛ1	В нейтрали силового трансформатора на 35 кВ	35	40,5	10	119	130	146
ОПН/TEL-110/73 УХЛ1	На стороне 110 кВ	110	73	10	214	234	262

Занятие 5. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения в схемах РУ подстанций.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме нужно уметь выбрать измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также уметь выбрать сечения соединительных проводов вторичной цепи измерительных трансформаторов.

Пример 5. Выбрать измерительные трансформаторы тока и напряжения в различных присоединениях подстанции.

Главная схема электрических соединений подстанции приведена на рисунке 9.

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Перечень необходимых контрольно-измерительных приборов и их параметры приведены в таблице 9. Количество и состав приборов принимаем по таблице 4.8 [18]. Так, количество амперметров равно: 8 на отходящих линиях, 2 на вводах трансформаторов и 1 на межсекционном выключателе.

Таблица 9 – Контрольно-измерительные приборы

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов
Амперметр	Э-377	0,1 ВА	1	-	-	11
Счетчик активной энергии	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	10
Счетчик реактивной энергии	И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	10
Ваттметр	Д-335	1,5 ВА	2	1	0	2
Вольтметр	Э-335	2 ВА	1	1	0	2

Выбор аппаратов производим в табличной форме. Так как на стороне 10 кВ применено КРУН, выбираем трансформаторы тока ТЛК-10-0,5/Р-1500 У2 для вводов в трансформатор и ТЛК-10-0,5/Р-150 У2 для отходящих линий.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов

$$\Gamma_2 = \Gamma_{\text{приб}} + \Gamma_{\text{пр}} + \Gamma_{\text{к.}}$$

Сопротивление приборов определяем по выражению

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2,$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом. Применяем кабель с алюминиевыми жилами, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l,$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, принимаем для 10 кВ $l = 5$ м, поэтому $l_{\text{расч}} = 8,66$ м.

Тогда сечение жил
$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА					
		Ввод 10 кВ трансформатора			Линии 10 кВ		
		А	В	С	А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	-	-	0,1	-	-
Счетчик активной энергии	И-674	2,5	-	2,5	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	2,5	-	2,5	2,5	-	2,5
Ваттметр	Д-335	1,5	-	1,5	-	-	-
Итого		6,6		6,5	5,1		5

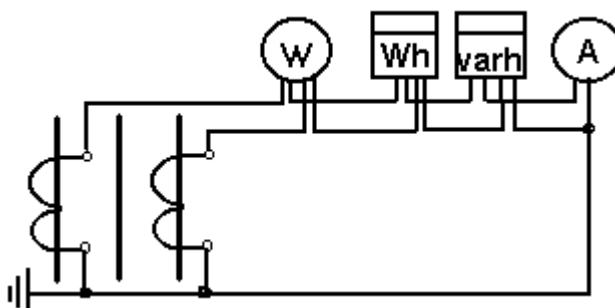


Рисунок 10 – Схема включения измерительных приборов на вводе 10 кВ в трансформатор

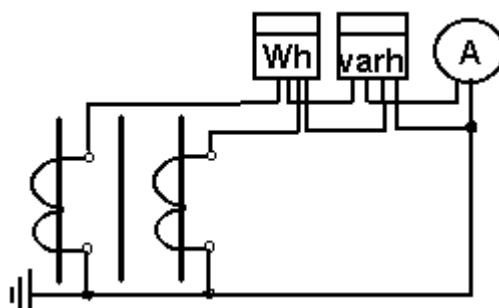


Рисунок 11 – Схема включения измерительных приборов на линиях 10 кВ

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения приборов (рисунки 10 и 11) и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 10).

Для трансформаторов тока на вводе 10 кВ в силовой трансформатор общее

сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = 6,6/25 = 0,264 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к.}} = 0,4 - 0,264 - 0,05 = 0,086 \text{ Ом,}$$

$$q = 0,0283 \cdot 8,66 / 0,086 = 2,85 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Для трансформаторов тока, установленных на отходящих линиях 10 кВ, общее сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = 5,1/25 = 0,204 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к.}} = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом,}$$

$$q = 0,0283 \cdot 8,66 / 0,146 = 1,678 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Результаты выбора измерительных трансформаторов тока представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные измерительных трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные данные			Каталожные данные		
	Ввод 10 кВ трансформатора		Линии 10 кВ	Ввод 10 кВ трансформатора		Линии 10 кВ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	10	10	$U_{\text{ном}}$	10	10
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}$	1,1437034	0,14296292	$I_{\text{ном}}$	1,5	150
$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}$	7,6954342	0,12024116	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	2976,75	400
$r_2 \geq r_{2 \text{ ном}}$	r_2	0,3752695	0,3752695	$r_{2 \text{ ном}}$	0,4	0,4

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Так как на стороне 10 кВ применено КРУН, выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10У2, $U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$ и $S_{\text{ном}}=75 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5.

Условия выбора $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$, $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая мощность
Ввод 10 кВ от трансформатора	Счетчик активной энергии	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	15,8
	Счетчик реактивной энергии	И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	15,8
	Ваттметр	Д-335	1,5 ВА	2	1	0	1	3
Линии 10 кВ	Счетчик активной энергии	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	8	126
	Счетчик реактивной энергии	И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	8	126
Сборные шины	Вольтметр	Э-335	2 ВА	1	1	0	1	2

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (таблица 12) первой секции

$$S_{2\Sigma} = 15,8 + 15,8 + 3 + 126 + 126 + 2 = 288,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225 \text{ В}\cdot\text{А}$, что меньше $S_{2\Sigma}$. Поэтому предусматриваем дополнительную установку одного однофазного трансформатора НОЛ.08-10У2 мощностью $75 \text{ В}\cdot\text{А}$. Полная мощность всех установленных трансформаторов напряжения $225 + 75 = 300 \text{ В}\cdot\text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Выбор трансформатора напряжения второй секции производится аналогично.

Выбираем сечение проводов по допустимой потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}} = 0,5 \%$

$$q_{\text{пр}} = S_{2\Sigma} \cdot I_{\text{расч}} / (U_2 \cdot j \cdot \Delta U_{\text{доп}}) = 288,6 \cdot 8,66 / (10000 \cdot 32 \cdot 0,005) = 1,56 \text{ мм}^2.$$

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбор предохранителей в цепи трансформатора напряжения.

Выбираем предохранители, расположенные между сборными шинами низшего напряжения 10 кВ и трансформатором напряжения, типа ПКТ 101-10-2-31,5У3

$$U_{\text{ном},1} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2 \text{ А}; I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА},$$

$$S_{\text{пред.ТН}} = 630 \text{ В}\cdot\text{А},$$

$$I_{\text{раб,мах}} = \frac{3 \cdot S_{\text{пред.ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном},1}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0,109 < I_{\text{ном}} = 2 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 < I_{\text{П,0}} = 4,491 \text{ кА}.$$

Выбираем предохранители, расположенные между контрольно-измерительными приборами и трансформатором напряжения, типа ПН-2

$$U_{\text{ном},2} = 100 \text{ В}; I_{\text{ном.пл.вст.}} = 31,5 \text{ А}; I_{\text{пред.откл}} = 100 \text{ кА},$$

$$I_{\text{раб,мах}} = \frac{3 \cdot S_{\text{пред.ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном},2}} = \frac{3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 100} = 10,9 < I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А}.$$

Занятие 6. Выбор параметров заземляющего устройства подстанции.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме студент должен уметь определять конструктивные параметры заземляющего устройства подстанции по заданным электрическим характеристикам.

Пример 6. Рассчитать заземляющее устройство подстанции.

Заземляющие устройства представляют собой электрические устройства, предназначенные для создания надежных и обладающих небольшим сопротивлением заземления определенных частей электрических машин, электрических аппаратов,

токопроводов и молниеотводов с целью обеспечения принятых режимов работы электроустановок, защиты их персонала от поражения электрическим током, выполнения грозозащиты и защиты от перенапряжений. Соответственно, различают рабочее, защитное и грозозащитные заземления.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления электроустановки используют одно заземляющее устройство. Оно состоит из заземлителя, непосредственно соприкасающегося с землей, и системы проводников, соединяющих заземляемые элементы с заземлителем. Различают естественные и искусственные заземлители.

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м.

Определяем площадь заземляющего устройства подстанции. От ограды подстанции отступаем 2 м (рисунок 12)

$$S_{з.у} = (a - 4) \cdot (b - 4), \quad (6.1)$$

$$S_{з.у} = (51 - 4) \cdot (39 - 4) = 47 \cdot 35 = 1645 \text{ м}^2.$$

Произведем расчет заземляющего устройства подстанции площадью 1645 м^2 ; $\rho_1 = 1,25 \cdot 110 = 137,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (с учетом промерзания); $h_1 = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $t = 0,7 \text{ м}$; $l_6 = 5 \text{ м}$; $t_{p.з} = 0,1 \text{ с}$; $t_{отк.6} = 0,08 \text{ с}$.

Естественных заземлителей нет. Ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ, принимаем равным

$$I_p = 0,5 \cdot I_{н.о}^{(3)} = 0,6 \cdot 6,28 = 3,14 \text{ кА}.$$

Длина вертикальных заземлителей (по плану подстанции) $L_r = 770 \text{ м}$.

Для $\tau_6 = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$ находим предельно допустимое напряжение $U_{пр.дон} = 400 \text{ В}$.

Коэффициент прикосновения

$$k_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (6.2)$$

где $M = 0,7$ при $\rho_1 / \rho_2 = 137,5 / 40 = 3,43$;

$$\beta = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot \rho_{6с}) = 1000 / (1000 + 1,5 \cdot 137,5) = 0,829,$$

$$k_n = \frac{0,7 \cdot 0,829}{\left(\frac{5 \cdot 770}{5\sqrt{1645}} \right)^{0,45}} = 0,154.$$

Потенциал на заземлителе

$$U_3 = U_{np.\partial on} / k_n, \quad (6.3)$$

$U_3 = 400 / 0,154 = 2592$ В, что в пределах нормы (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (6.4)$$

$$R_3 = 2592 / 3140 = 0,826 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{1645} = 40,5$ м.

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_z}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{770}{2 \cdot 40,5} - 1 = 8,5.$$

Принимаем $m = 9$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m + 1), \quad (6.5)$$

$$L'_r = 2 \cdot 40,5 \cdot (9 + 1) = 811 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки $b = 40,5 / 9 = 4,5$ м.

Число вертикальных заземлителей:

$$n_n = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1l_6}, \quad (6.6)$$

$$n_n = \frac{40,5 \cdot 4}{5} = 32,447.$$

Принимаем $n_n = 32$.

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_6 = l_6 \cdot n_n = 5 \cdot 32 = 160 \text{ м.}$$

Эскизы заземляющего устройства подстанции приведены на рисунке 12.

Относительная глубина:

$$\frac{l_d + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{40,5} = 0,14 > 0,1,$$

тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_d + t}{\sqrt{S}}, \quad (6.7)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{40,5} = 0,35.$$

По табличным данным для $\rho_1 / \rho_2 = 3,34$; $a / l_g = 1$

$$\frac{h_1 - t}{l_g} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

Определяем $\rho_3 / \rho_2 = 1,22$, тогда $\rho_3 = 1,22 \cdot 40 = 48,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

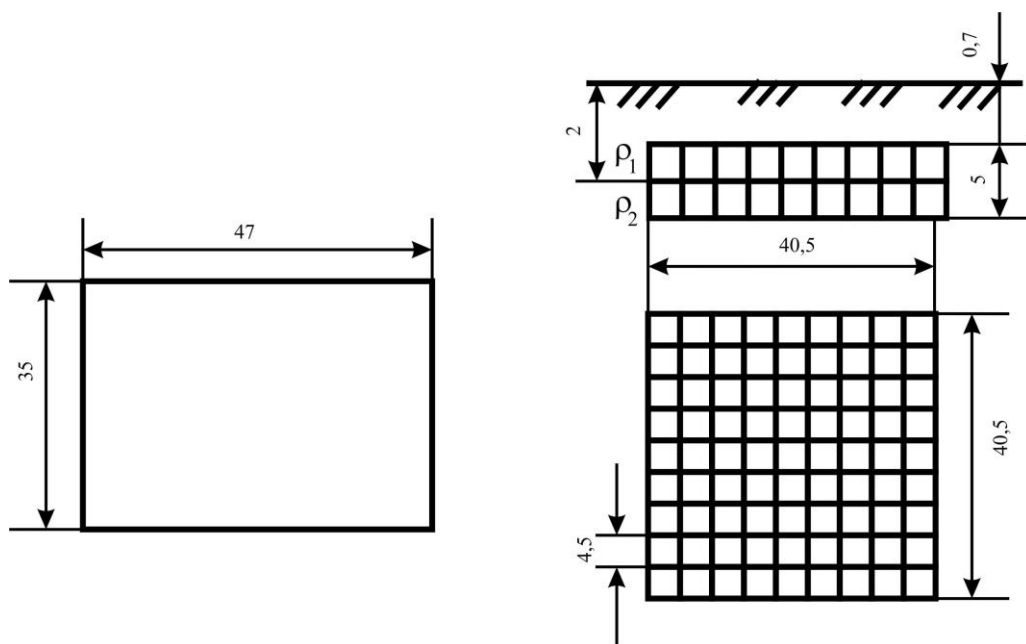


Рисунок 12 – Эскизы заземляющего устройства подстанции

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_r + L_g}, \quad (6.8)$$

$$R_3 = 0,353 \cdot \frac{48,8}{40,5} + \frac{48,8}{811 + 160} = 0,471 \text{ Ом},$$

что меньше допустимого $R_{3, \text{дон}} = 0,826 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения

$$U_{np} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,154 \cdot 3140 \cdot 0,471 = 228 \text{ В},$$

что меньше допустимого 400 В.

Определим наибольший допустимый ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ

$$I_{з. max} = \frac{U_{np. don}}{k_n R_3}, \quad (6.9)$$

$$I_{з. max} = \frac{400}{0,154 \cdot 0,471} = 5501 \text{ А.}$$

Занятие 7. Выбор средств молниезащиты подстанции.

При проведении практических занятий и выполнении практических расчетов по этой теме студент должен уметь выполнять расчеты и построение зон защиты молниеотводов, определять число и взаимное расположение молниеотводов на территории подстанции и конструкции их заземлителей.

Пример 7. Рассчитать молниезащиту подстанции.

Принимаем $h_x = 6,3$ м (по плану подстанции). Устанавливаем молниеотводы стержневого типа по углам территории подстанции на расстоянии 3 м от ограждения. Тогда расчетные расстояния между молниеотводами

$$L_1 = 51 - 2 \cdot 3 = 45 \text{ м;}$$

$$L_2 = 39 - 2 \cdot 3 = 33 \text{ м;}$$

$$L_3 = \sqrt{45^2 + 33^2} = 45 \text{ м.}$$

Высота молниеотвода $h = 18$ м.

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot 18 = 19,152 \text{ м;}$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot (18 - 6,3 / 0,85) = 11,266 \text{ м;}$$

$$h_o = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Зона защиты определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Условием защищенности объектов высотой h_x является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов

$$h_{c1} = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (45 - 18) = 10,56 \text{ м;}$$

$$h_{c2} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (33 - 18) = 12,67 \text{ м;}$$

$$h_{c3} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (55,8 - 18) = 8,67 \text{ м;}$$

$$r_{cx1} = r_o (h_{c1} - h_x) / h_{c1} = 19,152 \cdot (10,56 - 6,3) = 7,73 \text{ м;}$$

$$r_{cx2} = 19,152 \cdot (12,67 - 6,3) = 9,63 \text{ м};$$

$$r_{cx3} = 19,152 \cdot (8,67 - 6,3) = 5,23 \text{ м}.$$

Для всех $r_{cx} > 0$. Радиус действия молниеотводов позволяет защитить подстанцию от прямых ударов молнии.

Эскиз молниезащиты подстанции представлен на рисунке 13.

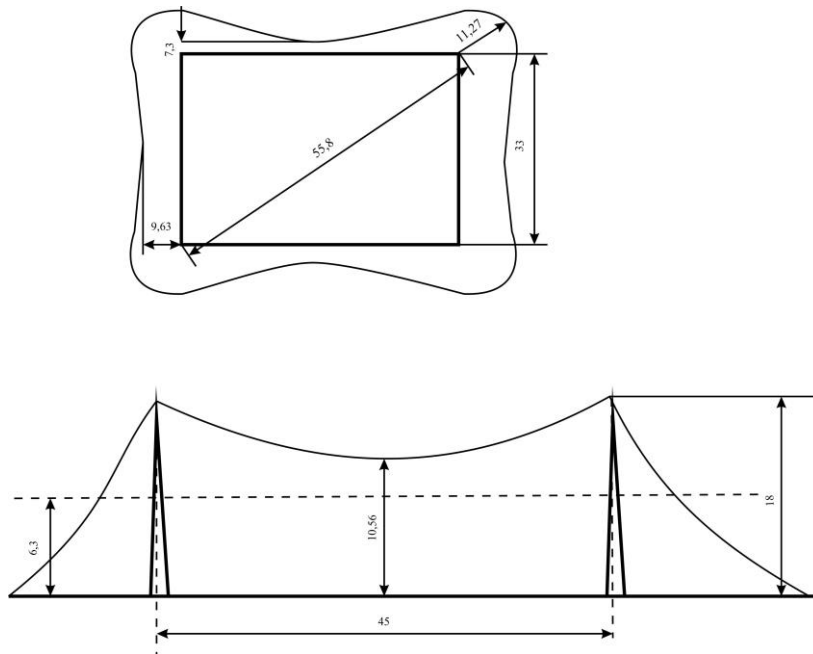


Рисунок 13 – Эскиз молниезащиты подстанции

Для защиты объектов на проектируемой подстанции от заноса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей (в месте ввода их в объект) к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. Заземляющие устройства молниеотводов удалены на расстояние 4 м от заземляющего контура подстанции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Г.Н., Афанасьев А.И., Борисов В.В. и др. Эксплуатация электрических аппаратов.- СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2000.- 307 с.
2. Алиев И.И., Абрамов М.Б. Электрические аппараты: Справочник.-М.: Издательское предприятие РадиоСофт, 2004.- 256 с.
3. Бургсдорф В.В., Якобс А.И. Заземляющие устройства электроустановок.- М.: Энергоатомиздат, 1987. - 400 с.
4. Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов.- М.: Академия ИЦ, 2003. - 176 с.
5. ГОСТ 14209-85 (СТ СЭВ 3916-82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.- М.: Изд-во стандартов, 1985. - 30 с.
6. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.-М.: Изд-во стандартов, 2002. - 82 с.
7. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
8. Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ.-М.: Энергоатомиздат, 1987. - 334 с.
9. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 48 с.
10. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник.- М.: Изд-во ЗАО "Энергосервис", 2000. - 376 с.
11. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.- М.: НТО Минэнерго СССР, 1991. - 86 с.8.
13. Околович М.Н. Проектирование электрических станций.-М.: Энергоатомиздат, 1983. - 400 с.
14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник.- М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. - 480 с.
15. Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. 7-е изд.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 104 с.
16. Проектирование электрической части станций и подстанций /Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

17. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ / Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 288. – 55 с.11.
18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: ИЦ "Академия", 2005.- 448 с.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева.- М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.- 152 с.
20. Справочник по проектированию подстанций 35-1150 кВ/ Под ред. Я.С. Самойлова.- М.: Энергоатомиздат, 1992.
21. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 и 110-1150 кВ. Том V / Сост. Макаров Е.Ф.; Под ред. Горюнова И.Т., Любимова А.А.- М.: Папирус Про, 2005. - 624 с.
22. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению (№ 14198 тм - т. 1).- М.: Энергосетьпроект, 1993. - 75 с.
23. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
24. Электрическая часть электростанций / Под ред. С.В. Усова – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
25. Электрическая часть станций и подстанций/ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев. М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.