

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование системы электроснабжения завода по производству тракторной техники»

Студент

И.А. Хохлов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

В данной бакалаврской выпускной квалификационной работе спроектирована электрическая часть завода по производству тракторной техники. При проектировании был осуществлён выбор числа, типа и мощности трансформаторов КТП и ГПП, электрической схемы предприятия главной понизительной подстанции и электрических аппаратов.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки, выполненной в объёме 57 листов, дополненной 2 рисунками и включающей 6 таблиц, и графической части, выполненной на шести листах формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Общая характеристика объекта проектирования	5
2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	6
3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	10
4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	19
5 Выбор схемы подстанции	30
6 Расчёт токов короткого замыкания	31
7 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников	36
8 Расчет заземления подстанции	52
Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

Проектирование систем электроснабжения включает в себя целый комплекс вопросов: определение расчетных электрических нагрузок, построение схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, выбор электрооборудования, компенсация реактивной мощности и качество электрической энергии и др [1-4].

Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, состоящих из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, приемников электроэнергии. Требования, которым должна соответствовать проектируемая система электроснабжения [5, 6]:

- экономичность во время эксплуатации;
- обеспечение заданной надежности электроснабжения потребителей;
- обеспечение безопасности персонала и удобство последующей эксплуатации;
- качество электрической энергии, соответствующее требованиям ГОСТ;
- гибкость системы, позволяющая дальнейшее развитие системы электроснабжения без кардинального переустройства;
- снижение потерь электроэнергии за счет максимального приближения источников питания к электроустановкам потребителей и др.

Система электроснабжения промышленного предприятия (СЭС ПП) должна выбираться на основе технико-экономического сравнения различных вариантов по критерию минимума дисконтируемых затрат или другим экономическим критериям.

Целью бакалаврской работы является разработка надежной и безопасной системы электроснабжения завода по производству тракторной техники.

1 Общая характеристика объекта проектирования

В 2008 году на базе ОАО «КАМАЗ» в городе Набережные Челны было открыто сборочное производство тракторов под маркой КАМАЗ по документации и технологии известной во всем мире компании McCormick. Всего за 2008-2009 годы завод выпустил более 2 тысяч единиц тракторной техники. Был налажен выпуск 4 видов тракторов различного тягового класса и мощности (ХТХ 185, ХТХ 215, СМАХ 85 и СХ 105). Несмотря на то, что уникальное сочетание европейского качества и доступности отечественного производителя сделало продукцию АО «КамТраЗ» очень популярной среди сельхозпроизводителей, из-за мирового финансового кризиса производство тракторов пришлось свернуть. В 2012 году группой корпорацией «ETcorp» было принято решение дать КамТраЗу второе рождение.

Сегодня совместно с одним из крупнейших производителей тракторной техники – компанией ARGO Tractors завод выпускает уже трактора 3-го тягового класса ТТХ-185, ТТХ-215 и ТТХ-230.

Компания ARGO Tractors – холдинг сельскохозяйственных машиностроительных предприятий в который входят предприятия: Landini, McCormick, Valpadana, Laverda, расположенные в Италии, США и Канаде.

Трактора серии ТТХ производятся в Набережных Челнах с высокой степенью локализации, прошли все необходимые испытания и получили сертификаты соответствия. В 2013 году КамТраЗ произвел более 200 единиц тракторов, большая часть из которых была заказана и выкуплена сельхозпроизводителями различных регионов Российской Федерации.

В 2017 году в планах КамТраЗа довести выпуск тракторов до 1000 единиц в год, расширить модельный ряд и увеличить степень локализации.

Завод осуществляет производство и поставки запасных частей к производимой продукции. Весь ассортимент запасных частей на тракторы серии ТТХ производства КамТраЗ находится в постоянном наличии и насчитывает более 15000 наименований.

2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Комплексный метод расчета электрических нагрузок предусматривает совместное использование нескольких способов определения расчетной нагрузки $P_{расч}$ по: энергоемкости продукции; общегодовому электропотреблению; удельным мощностям нагрузок; среднегодовому коэффициенту спроса; средней мощности и коэффициенту максимума [7-11].

Для первых трех способов не всегда имеются исходные данные, они являются наименее точными и используются на 4-6 уровнях системы электроснабжения, поэтому наиболее распространены метод коэффициента спроса и метод коэффициента максимума, который является наиболее точным, но требует наличия исходной информации о каждом электроприемнике.

Нахождение расчетной нагрузки по средней потребляемой мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума (расчетному коэффициенту).

Метод является наиболее точным, применяется для определения расчетной нагрузки на всех ступенях электроснабжения, но при наличии сведений о каждом ЭП.

Исходя из предполагаемого электрооборудования цехов предприятия, находим по справочным данным значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности характерных электроприемников цеха.

Для каждого цеха предприятия определяются средние за наиболее загруженную смену активные и реактивные электрические нагрузки:

$$P_c = K_u \cdot P_n, \quad (2.1)$$

$$Q_c = K_u \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (2.2)$$

Используя найденные по формулам значения эффективного числа электроприемников и групповой коэффициент использования, по справочным

таблицам определяем значение коэффициента максимума и находим расчетные активную и реактивную нагрузки:

$$P_p = K_m \cdot P_c, \quad (2.3)$$

$$Q_p = 1.1Q_c \text{ при } n_s \leq 10, \quad (2.4)$$

$$Q_p = Q_c \text{ при } n_s > 10. \quad (2.5)$$

Расчетную нагрузку от системы освещения определяем по следующей формуле:

$$P_{осв} = K_c \cdot P_{yo} \cdot F_n, \quad (2.6)$$

Суммируем расчетные активные нагрузки от силовых ЭП и от системы освещения, суммируем расчетные реактивные нагрузки и определяем полную расчетную нагрузку в целом по цеху на стороне 0,4 кВ.

Рассчитываем строку «Итого по предприятию».

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета нагрузок по заводу

№	Название цеха	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	$n_э$	K_u	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	$P_{P.O.}$, кВт	$P_P + P_{P.O.}$, кВт
1	Ремонтно-литейный цех	4845	201.88	24	0.65	0.8	0.75	3149.3	2361.94	0.7	2204.48	2361.94	3230.86
2	Агрегатный цех	6325	63.25	100	0.5	0.7	1.02	3162.5	3226.4	0.85	2688.13	3226.40	4199.48
3	Ремонтно-механический цех	360	15	24	0.45	0.8	0.75	162	121.5	0.7	113.40	121.50	166.20
4	Сварочно-сборочный цех	22130	307.36	72	0.65	0.8	0.75	14385	10788.38	0.75	10788.38	11867.21	16038.07
5	Прессовый цех	930	33.21	28	0.25	0.7	1.02	232.5	237.20	0.8	186	237.20	301.43
6	Электроцех	925	25	37	0.65	0.65	1.17	601.25	702.94	0.9	541.13	773.23	943.77
7	Чугунолитейный цех	10240	165.16	62	0.72	0.8	0.75	7372.8	5529.60	0.7	5160.96	6082.56	7977.03

Продолжение таблицы 2.1

№	Название цеха	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	$n_э$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_M	P_P , кВт	$P_{P.O.}$, кВт	$P_P + P_{P.O.}$, кВт
8	Кузнечный цех	19500	103.72	188	0.55	0.6	1.33	10725	14300	0.85	9116.25	15730	18180.73
	Наружное освещение										81		
	Всего	65255	15...307.4	535	0.61	-	0.94	39790	37267.94	-	30879.71	40400.04	50849.97

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

По месту расположения на территории промышленного предприятия подстанции классифицируются как [7, 9]:

- внутрицеховые – подстанции, располагающиеся внутри производственных зданий, не имеющие общих стен с цехом, с размещением электрических аппаратов в производственном или отделенном закрытом помещении с выходом в цех;

- встроенные - подстанции, располагающиеся в отдельных помещениях, имеющих общую стену с основным зданием, но с выкаткой силовых трансформаторов и установленных выключателей наружу здания;

- пристроенные - подстанции, имеющие общую стену с основным зданием, но расположенные снаружи производственного корпуса;

- отдельностоящие – подстанции расположенные на определенном расстоянии от производственных корпусов.

Со стороны низкого напряжения устанавливается блок предохранитель-выключатель типа БПВ, автоматы типов АВМ, АЗ700, Электрон, ВА или импортного производства.

Комплектные трансформаторные подстанции можно разделить:

- на однострансформаторные;
- на двухтрансформаторные.

Плотность электрической нагрузки цеха определим по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

Найдем общее количество силовых трансформаторов на цеховых подстанциях в целом по цеху:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{НОМ.Т}} \quad (3.2)$$

где P_p – величина расчетной активной нагрузки в целом по цеху от низковольтных электроприемников;

K_3 – допустимый коэффициент загрузки цеховых силовых трансформаторов в нормальном режиме работы;

$S_{НОМ.Т}$ – выбранная номинальная мощность силового трансформатора.

К установке принимаем ближайшее большее целое число силовых трансформаторов N .

Количество силовых трансформаторов, устанавливаемых на одной подстанции, определяется в зависимости от категории надежности подключенных к ней электроприемников.

Выбираем внутрицеховые комплектные трансформаторные подстанции как наиболее экономичные.

3.1 Выбор силовых трансформаторов для электроцеха

Определяем мощность трансформаторов

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (3.3)$$

$$S_{HT} > \frac{541.1}{0,8 \cdot 2} = 338 \text{ кВА},$$

где $K_3 = 0,8$.

Принимаем ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора $S_{HT} = 400$ кВА.

3.1.1 Вариант А

По справочным таблицам каталогов производителей находим $\Delta P_{xx} = 0.8$ кВт; $\Delta P_{K3} = 5.5$ квар; $i_{xx} = 2.1\%$; $u_{K3} = 4.5\%$, $K_T = 192$ тыс. руб.

Найдем величину потерь мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (3.4)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.8 + 0.8^2 \cdot 5.5) = 8.64 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (2.1 + 0.8^2 \cdot 4.5) \cdot \frac{400}{100} = 39.84 \text{ квар}.$$

Найдем расчетную нагрузку по цеху с учетом потерь мощности в силовых трансформаторах:

$$P_P = P_{p\Sigma} + n_m \cdot \Delta P_{mp}, \quad (3.6)$$

$$P_P = 541.1 + 2 \cdot 8.64 = 558.4 \text{ кВт},$$

$$Q_P = Q_{p\Sigma} + n_m \cdot \Delta Q_{mp}, \quad (3.7)$$

$$Q_P = 773.2 + 2 \cdot 39.84 = 852.9 \text{ квар},$$

$$Q_{\min} = 0.7 \cdot Q_P, \quad (3.8)$$

$$Q_{\min} = 0.7 \cdot 852.9 = 597 \text{ квар}.$$

1. Определим значения входных реактивных мощностей:

$$\text{a) } Q'_{\text{эл}} = Q_P - 0.7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.9)$$

$$Q'_{\text{эл}} = 852.9 - 0.7 \cdot 0 = 852.9 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{эл}} = \alpha P_P, \quad (3.10)$$

$$Q''_{\text{эл}} = 0.28 \cdot 558.4 = 156.4 \text{ квар}.$$

Из найденных значений принимаем наименьшее: $Q_{\text{эл}} = 156.4$ квар.

$$б) \quad Q_{\varepsilon 2, \delta} = Q_{\min} - Q_{\kappa \delta} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\varepsilon 1}), \quad (3.11)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \delta} = 597 - (852.9 - 156.4) = -99.5 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (3.12)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 597 + 0 = 597 \text{ квар};$$

$$Q_{\kappa} = 0.$$

Так как в часы минимальных нагрузок напряжение будет повышенным, то $Q_{\varepsilon 2} = Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 597$ квар.

2. Найдем суммарную мощность КУ:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\varepsilon 1}, \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 852.9 - 156.4 = 824.5 \text{ квар}.$$

При этом мощность конденсаторных установок без ступеней регулирования:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.14)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 597 - 597 = 0.$$

Таким образом, все установки должны быть регулируемы.

3. Определяем РМ, которую необходимо передать через силовые трансформаторы из сети 10кВ в сеть 0,4кВ, и которая не должна компенсироваться

$$Q_{\varepsilon \text{н}} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (3.15)$$

$$Q_{\varepsilon \text{н}} = 156.4 - (852.9 - 773.2) = 76.7 \text{ квар}.$$

4. Определим значение реактивной мощности, которое целесообразно передать через цеховые трансформаторы в сеть U до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.17)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot 400)^2 - 541.1^2} = 341.7 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.18)$$

$$Q_{KVH} = 773.2 - 341.7 = 431.5 \text{ квар},$$

$$Q_{.KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.19)$$

$$Q_{.KVB} = 824.5 - 431.5 = 393 < 800 \text{ квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную КТП с трансформатором типа ТМГ-400/10 и двумя КУ типа АУКРМ 0,4 на 240 квар каждая.

5.Находим время максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (3.20)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4924}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3328.3 \text{ ч.}$$

6.Определяем стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе за год.

Найдем удельную стоимость потерь холостого хода в трансформаторе

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P, \quad (3.21)$$

$$C_{XX} = \left(\frac{439.2 \cdot 12}{4924} + 1.2 \right) \cdot 8760 = 19.888 \text{ тыс.руб/кВт}.$$

Найдем удельную стоимость активных нагрузочных потерь

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau, \quad (3.22)$$

$$C_{K3} = \left(\frac{439.2 \cdot 12}{4924} + 1.2 \right) \cdot 3328.3 = 7.556 \text{ тыс.руб/кВт},$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \quad (3.23)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 19.888 \cdot 0.8 + 7.556 \cdot 0.8^2 \cdot 5.5 = 42.509 \text{ тыс.руб.}$$

7. Найдем приведенные затраты на сооружение КТП

$$Z_{KТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T, \quad (3.24)$$

$$Z_{KТП} = 0.223 \cdot ((192 \cdot 2) + (90.8 \cdot 2)) + (42.509 \cdot 2) = 211.147 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотрим вариант с силовым трансформатором ТМГ-630/10.

По справочным таблицам каталогов производителей находим $\Delta P_{XX} = 1.05$ кВт; $\Delta P_{K3} = 7.6$ квар; $i_{XX} = 2\%$; $u_{K3} = 5.5\%$, $K_T = 294$ тыс. руб.

Найдем величину потерь мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.05 + 0.8^2 \cdot 7.6) = 11.83 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.26)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (2 + 0.8^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 69.55 \text{ квар.}$$

Найдем расчетную нагрузку по цеху с учетом потерь мощности в силовых трансформаторах:

$$P_P = P_{p\Sigma} + n_m \cdot \Delta P_{mp}, \quad (3.27)$$

$$P_P = 541.1 + 2 \cdot 11.83 = 564.8 \text{ кВт},$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + n_m \cdot \Delta Q_{mp}, \quad (3.28)$$

$$Q_P = 773.2 + 2 \cdot 69.55 = 912.3 \text{ квар},$$

$$Q_{\min} = 0.7 \cdot Q_P, \quad (3.29)$$

$$Q_{\min} = 0.7 \cdot 912.3 = 638.6 \text{ квар}.$$

8. Определим значения входных реактивных мощностей:

$$\text{а) } Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0.7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.30)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 912.3 - 0.7 \cdot 0 = 912.3 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_P, \quad (3.31)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 564.8 = 158.1 \text{ квар}.$$

Из найденных значений принимаем наименьшее: $Q_{\text{э1}} = 158.1$ квар.

$$\text{б) } Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (3.32)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 638.6 - (912.3 - 158.1) = -115.6 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (3.33)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 638.6 + 0 = 638.6 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Так как в часы минимальных нагрузок напряжение будет повышенным, то $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 638.6$ квар.

9. Найдем суммарную мощность КУ:

$$Q_{\text{куmax}} = 1.15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (3.34)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1.15 \cdot 912.3 - 158.1 = 891 \text{ квар}.$$

При этом мощность конденсаторных установок без ступеней регулирования:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}}, \quad (3.35)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 638.6 - 638.6 = 0.$$

Таким образом, все установки должны быть регулируемы.

10. Определяем РМ, которую необходимо передать через силовые трансформаторы из сети 10кВ в сеть 0,4 кВ, и которая не должна компенсироваться

$$Q_{\text{эH}} = Q_{\text{э1}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.36)$$

$$Q_{\text{эH}} = 158.1 - (912.3 - 773.2) = 19 \text{ квар.}$$

11. Определим значение реактивной мощности, которое целесообразно передать через цеховые трансформаторы в сеть U до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.37)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot 630)^2 - 541.1^2} = 850.4 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КВH}} = Q_{p\Sigma} - Q_T, \quad (3.38)$$

$$Q_{\text{КВH}} = 773.2 - 850.4 = -77.2 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{.КVB}} = Q_{\text{KV max}} - Q_{\text{КВH}}, \quad (3.39)$$

$$Q_{\text{.КVB}} = 891 - 0 = 891 \text{ квар.}$$

Установка БК на стороне 0.4 и 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную КТП с трансформаторами типа ТМГ-630/10.

12. Определяем стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе за год:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (3.40)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 19.888 \cdot 1.05 + 7.556 \cdot 0.8^2 \cdot 7.6 = 57.637 \text{ тыс.руб.}$$

13. Найдем приведенные затраты на сооружение КТП

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (3.41)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot 294 \cdot 2 + 57.637 \cdot 2 = 246.398 \text{ тыс.руб.}$$

По наименьшим приведенным затратам окончательно принимаем двухтрансформаторную КТП с трансформаторами типа ТМГ-400/10. Компенсация реактивной мощности осуществляется на стороне 0,4 кВ двумя КУ типа АУКРМ 0,4 на 240 квар каждая.

Для остальных цехов расчеты выполняем аналогично.

4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП

Величина рационального напряжения может быть определена по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (4.1)$$
$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8 + 0.016 \cdot 30880} = 97 \text{ кВ},$$

где L – длина линии от главной понизительной подстанции предприятия до источника питания;

P_{PI} – значение активной расчетной нагрузки промышленного предприятия на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия.

Найдем активную расчетную нагрузку промышленного предприятия:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{COP}, \quad (4.2)$$
$$P_{PI} = 30880 + 0 + 0 = 30880 \text{ кВт},$$

где P_{PH} – суммарное расчетное значение активной нагрузки 0,4 кВ всех цехов предприятия и сторонних потребителей получающих питание от данной ГПП;

P_{PB} – суммарное расчетное значение активной нагрузки высоковольтных электроприемников предприятия;

P_{COP} – суммарное расчетное значение активной нагрузки сторонних потребителей.

Определим значение полной расчетной мощности промышленного предприятия:

$$S_{PII} = \sqrt{P_{PII}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.3)$$

$$S_{PII} = \sqrt{30880^2 + 7102^2} = 31686 \text{ кВА},$$

где $Q_{ЭС}$ - значение экономически целесообразной реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы, на стороне ВН ГПП.

$$Q_{ЭС} = P_{PII} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (4.4)$$

$$Q_{ЭСi} = 30880 \cdot 0.23 = 7102 \text{ квар.}$$

Поскольку на предприятии присутствуют потребители, относящиеся к первой категории по надежности электроснабжения, то принимаем к установке на ГПП два силовых трансформатора. Номинальную мощность силовых трансформаторов определяем, учитывая возможную 40% перегрузку в послеаварийном режиме и коэффициента участия в нагрузке потребителей, относящихся к первой категории по надежности электроснабжения:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PII} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4.5)$$

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 31686 \cdot \frac{1}{1,4} = 18106 \text{ кВА}$$

Согласно полученному значению полной мощности предприятия принимаем для последующего рассмотрения силовые трансформаторы с $S_{номт}$ равной 25 и 40 МВА.

Выбираем по каталогу производителя силовые трансформаторы марок: ТРДН-25000/110/10/10 и ТРДН-40000/110/10/10.

4.1 Техничко-экономическое обоснование оптимальной номинальной мощности силового трансформатора ГПП

4.1.1 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТРДН-25000/110/10/10.

Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-25000/110/10/10 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$, МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	НН					
ТРДН-25000/110/10/10	25	115	10.5	10.5	122	24	0.63	15000

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.6)$$

$$\Delta P_x' = 24 + 0,05 \cdot 157,5 = 31,88 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_x = 0,63 \cdot 25000 / 100 = 157,5 \text{ квар},$$

$$K_{ин} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 25000 / 100 = 2625 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.9)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.10)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 2625 = 131,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (4.11)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 25000 / 100 = 4593,8 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.12)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.13)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 244 + 0,05 \cdot 4593,8 = 473,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.14)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 122 = 244 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.15)$$

$$K_{з.в} = \frac{31686}{25000} = 1,27.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.16)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{15843}{25000} = 0.63.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m = \Delta P_x + K_{3.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}, \quad (4.17)$$

$$P_m = 31.88 + 1.27^2 \cdot 131.3 + 0.63^2 \cdot 473.7 + 0.63^2 \cdot 473.7 = 623.2 \text{ кВт}.$$

На основании суммарного годового графика нагрузки ГПП (рисунок 4.1) определяются потери электроэнергии в трансформаторах ПС ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.бi}^2 \cdot \Delta P'_{к.б} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (4.18)$$

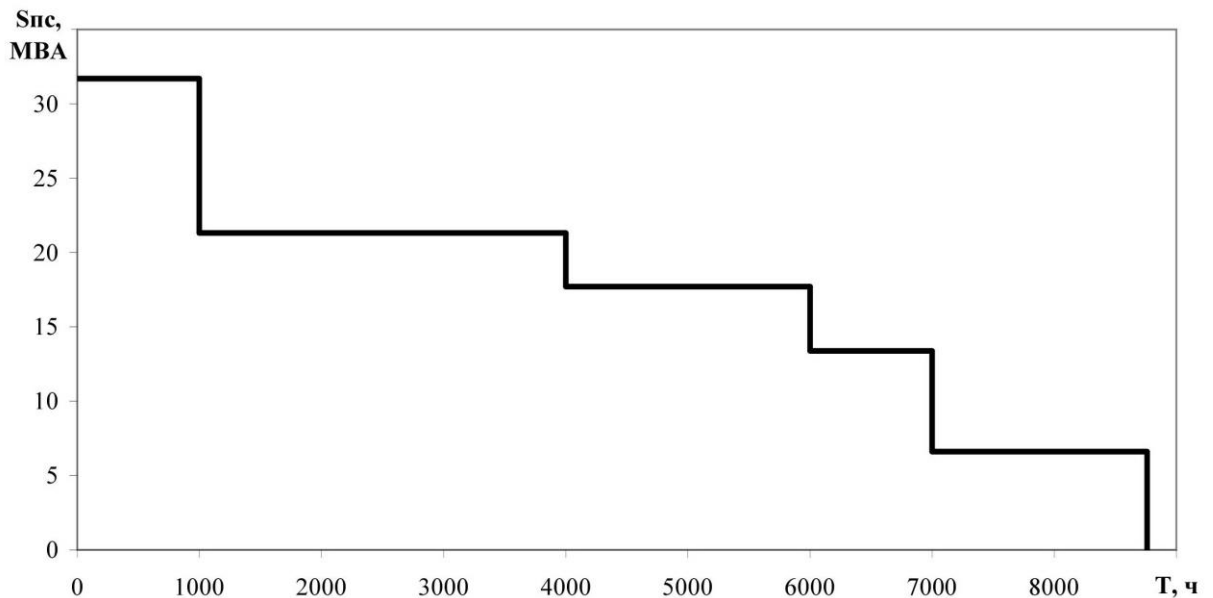


Рисунок 4.1 - Годовой график нагрузки ГПП

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-25000/110/10/10 заносим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-25000/110/10/10

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	31.686	15.843	15.843	2	1000	63750	1.267	0.634	0.634	105420	95117	95117
2	21.306	10.653	10.653	2	3000	191250	0.852	0.426	0.426	142992	129017	129017
3	17.699	8.850	8.850	2	2000	127500	0.708	0.354	0.354	65784	59354	59354
4	13.384	6.692	6.692	2	1000	63750	0.535	0.268	0.268	18810	16972	16972
5	6.609	3.305	3.305	2	1760	112200	0.264	0.132	0.132	8073	7284	7284
$\Sigma \Delta W_{xi} = 558450$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 956565$		

На основании суммарных значений потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (4.19)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (558450 + 956565) \cdot 2,27 = 3439 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_3 = 2,27$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_3 + I_{\Delta W_{ПТС}} \quad (4.20)$$

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 30000 + 2820 + 3439 = 13759 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K = 2 \cdot 15000 = 30000$ тыс.руб. – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$I_3 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 30000 = 2820$ тыс.руб. – ежегодные отчисления.

4.1.2 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТРДН-40000/110/10/10.

Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-40000/110/10/10 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-40000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$, МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	НН					
ТРДН-40000/110/10/10	40	115	10.5	10.5	165	37	0.53	24000

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.21)$$

$$\Delta P_x' = 37 + 0,05 \cdot 212 = 47,6 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (4.22)$$

$$\Delta Q_x = 0,53 \cdot 40000 / 100 = 212 \text{ квар},$$

$$K_{ин} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.23)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 40000 / 100 = 4200 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.24)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.25)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 4200 = 210 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.26)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.27)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned}\Delta P'_{к.н1} &= \Delta P'_{к.н2} = 330 + 0,05 \cdot 7350 = 697,5 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{к.н1,2} &= 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \\ \Delta P_{к.н1,2} &= 2 \cdot 165 = 330 \text{ кВт}.\end{aligned}\tag{4.29}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}},\tag{4.30}$$

$$K_{3.б} = \frac{31686}{40000} = 0.79.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}},\tag{4.31}$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{15843}{40000} = 0.4.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$\dot{P}_m = \Delta P_x + K_{3.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2},\tag{4.32}$$

$$\dot{P}_m = 47.6 + 0.79^2 \cdot 210 + 0.4^2 \cdot 697.5 + 0.4^2 \cdot 697.5 = 398.2 \text{ кВт}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-40000/110/10/10 заносим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-40000/110/10/10

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	31.686	15.843	15.843	2	1000	95200	0.792	0.396	0.396	65888	54710	54710
2	21.306	10.653	10.653	2	3000	285600	0.533	0.266	0.266	89370	74209	74209
3	17.699	8.850	8.850	2	2000	190400	0.442	0.221	0.221	41115	34140	34140
4	13.384	6.692	6.692	2	1000	95200	0.335	0.167	0.167	11756	9762	9762
5	6.609	3.305	3.305	2	1760	167552	0.165	0.083	0.083	5045	4190	4190
$\Sigma \Delta W_{xi} = 833952$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 567196$		

На основании суммарных значений потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.33)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (833952 + 567196) \cdot 2,27 = 3181 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{э} = 2,27$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}} \quad (4.34)$$

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 48000 + 4512 + 3181 = 19693 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K = 2 \cdot 24000 = 48000$ тыс.руб. – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 48000 = 4512$ тыс.руб. – ежегодные отчисления.

Так как затраты на трансформаторы ТРДН-40000/110/10/10 значительно превышают затраты на трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10, то выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на проектируемой подстанции трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10.

5 Выбор схемы подстанции

Принимаемые схемно-компоновочные решения должны обеспечивать сокращение площади, занимаемой подстанцией. Дистанционное управление и контроль должны обеспечивать работу без постоянного обслуживающего персонала [12, 13].

Разновидности схем РУВН подстанций и рекомендации по их выбору определены в [14, 15]. Наиболее современные решения состоят в следующем.

1. Для РУ 110 кВ открытого типа рекомендуются к использованию комплектные ячейки высокой заводской готовности и аппараты с элегазовой изоляцией.

2. Схемы первичных соединений РУ 110 кВ выполняются с учетом рекомендаций [15].

Запрещены к применению на строящихся подстанциях:

- схемы первичных соединений подстанций с высшим напряжением 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

- схемы первичных соединений подстанций с высшим напряжением 110 кВ с беспортальным приемом воздушных линий (кроме районов Крайнего Севера). Металлоконструкции порталов должны иметь повышенную прочность, устойчивость к коррозии, что может быть обеспечено применением новых видов материалов, обеспечивающих коррозионную стойкость строительных конструкций.

3. Схемы и оборудование РУ 6-10 кВ подстанций выполняются, как правило, с одной секционированной системой шин на двухтрансформаторных подстанциях, с двумя секционированными системами шин на подстанциях с трансформаторами с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

4. Запрещаются к применению на строящихся подстанциях:

- воздушные и маломасляные высоковольтные выключатели;
- использование пневматических приводов к высоковольтным выключателям.

6 Расчет токов короткого замыкания

Для определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему, которая должна соответствовать нормальному режиму работы системы электроснабжения предприятия [7, 16-18]. В расчетную схему входят питающие генераторы, силовые трансформаторы, кабельные и воздушные линии электропередачи, реакторы и т.д. По расчетной схеме составляется схема замещения, на которую наносят сопротивления всех элементов, входящих в расчетную схему и определяются точки, в которых необходимо определить токи короткого замыкания.

Генераторы, силовые трансформаторы, высоковольтные линии и короткие участки распределительной сети чаще всего учитываются только в виде индуктивных сопротивлений. При достаточной длине сети в расчетах также учитывают их активные сопротивления, т.к. в удаленных точках КЗ большую роль оказывает снижение ударного коэффициента. Активные сопротивления учитывают, если $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$, где r_{Σ} , x_{Σ} – суммарные активные и реактивные сопротивления всех элементов до точки КЗ. В расчетах токов КЗ на стороне ниже 1000В учитываются активные и реактивные сопротивления элементов, при этом высоковольтная часть схемы представляется в виде суммарного индуктивного сопротивления системы x_c .

Составляем расчетную схему и схему замещения (рисунок 6.1) для определения токов КЗ.

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Параметры системы: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 3800$ МВА.

Параметры линии: $x_{y0} = 0,4$ Ом/км; $L = 8$ км.

Параметры силового трансформатора: $S_n = 25$ МВА; $U_{\kappa} = 10.5$ %.

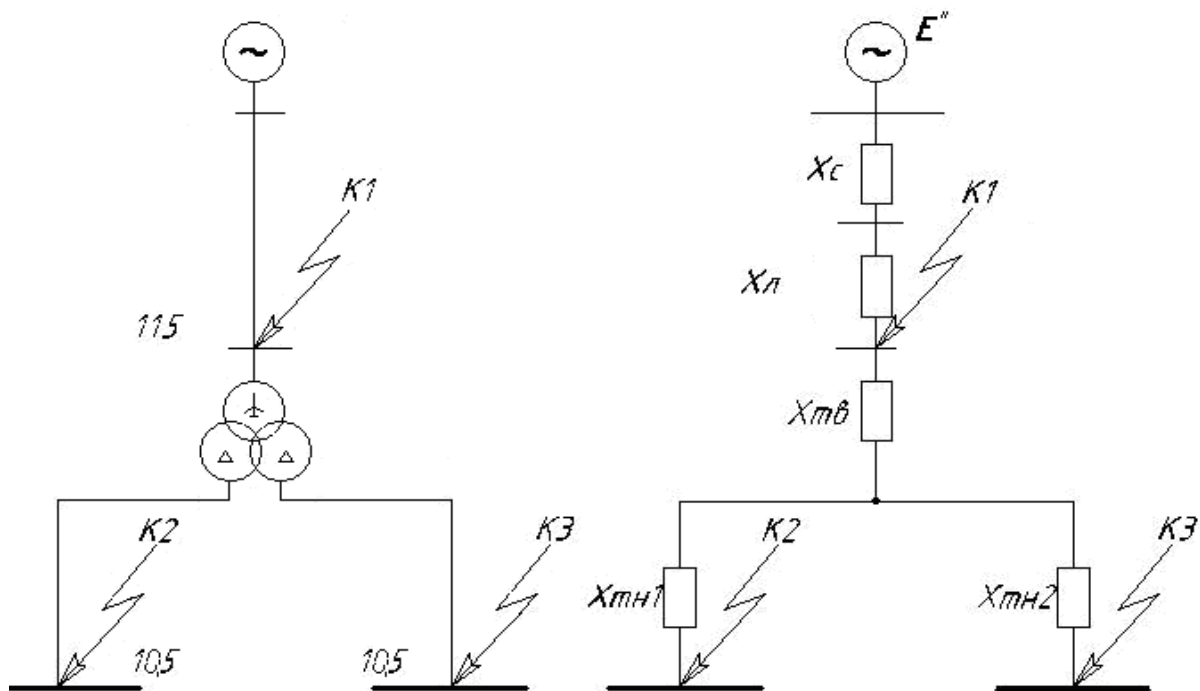


Рисунок 6.1 - Расчётная схема и схема замещения

Найдем сопротивление системы:

$$x_{c.б} = \frac{S_{б}}{S_{к}}; \quad (6.1)$$

$$x_{c.б} = \frac{1000}{3800} = 0.263.$$

Найдем сопротивление воздушной линии:

$$x_{ВЛ.б} = \frac{x_{уд}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{б}}{U_{сн}^2}; \quad (6.2)$$

$$x_{ВЛ.б} = \frac{0.4}{2} \cdot 8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.121.$$

Найдем сопротивление силового трансформатора:

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.б}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (6.3)$$

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.525.$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (6.4)$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7.350.$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{с.\bar{\sigma}} + x_{ВЛ.\bar{\sigma}}; \quad (6.5)$$

$$x_{рез1} = 0.263 + 0.121 = 0.384.$$

Найдем базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Найдем начальное действующее значение тока трехфазного тока КЗ в точке К1:

$$I_{к1}^{\text{н}} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (6.7)$$

$$I_{к1}^3 = \frac{1}{0.384} \cdot 5.02 = 13.069 \text{ кА.}$$

Найдем ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\delta}; \quad (6.8)$$

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot 13.069 \cdot 1.8 = 33.269 \text{ кА.}$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К2:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T.B.\delta} + x_{T.H.\delta}; \quad (6.9)$$

$$x_{pez2} = 0.384 + 0.525 + 7.35 = 8.259.$$

Найдем базисный ток в точке К2:

$$I_{\delta.k2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.10)$$

$$I_{\delta.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

Найдем начальное действующее значение тока трехфазного тока К3 в точке К2:

$$I_{к2}^3 = \frac{E_{\delta}^{\wedge}}{x_{pez2}} \cdot I_{\delta.k2}; \quad (6.11)$$

$$I_{к2}^3 = \frac{1}{8.259} \cdot 54.986 = 6.658 \text{ кА.}$$

Найдем ударный ток К3 в точке К2:

$$i_{y\delta.k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\delta}; \quad (6.12)$$

$$i_{y\delta.k2} = \sqrt{2} \cdot 6.658 \cdot 1.85 = 17.418 \text{ кА.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчетов токов КЗ

	$U_{сн}, \text{кВ}$	$K_{уд}$	$I_{к}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	115	1.8	13.1	33.3
К2	10.5	1.85	6.7	17.4

7 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

7.1 Выбор электрического оборудования на стороне высокого напряжения 110 кВ

7.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 110 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.2)$$
$$176 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

$$I_{кл} \leq I_{откл.н}, \quad (7.4)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (7.5)$$

$$7.5 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.6)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 13.1 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 7.5 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n.}, \quad (7.7)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22.6 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с}, \quad (7.8)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (7.9)$$

$$33.3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.10)$$

$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1
прошел проверку.

7.1.2 Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается и проверяется по тем же параметрам, что и высоковольтный выключатель, за исключением отключающей способности.

Предварительно выбираем разъединитель типа РЖД-110 УХЛ1.

Разъединитель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.11)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.12)$$
$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.13)$$
$$33.3 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (7.14)$$
$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель РЖД-110 УХЛ1 прошел проверку.

7.1.3 Выбор трансформатора тока

На стороне 110 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТВТ110-1-300/5.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.15)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (7.16)$$
$$176 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (7.17)$$
$$33.3 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.18)$$
$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (7.19)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (7.20)$$

Для нахождения $R_{\text{приб}}$ необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока $S_{\text{приб}}$ и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока является амперметр с максимальной мощностью 0.1 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.21)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (7.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.096} = 0.958 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм^2 , поэтому принимаем стандартное сечение жилы 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока ТВТ110-1-300/5 прошел проверку.

7.1.4 Выбор гибких шин

Гибкие шины на напряжение 110 кВ выполняются сталеалюминевыми проводами марки АС.

Найдем сечение проводов:

$$s = \frac{I_{\text{раб. ном}}}{j_3}; \quad (7.23)$$

$$s = \frac{126}{1} = 126 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС-150/24 мм² с длительно допустимым током провода 450 А.

Найдем максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (7.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.855}} \right) = 32.9 \text{ кВ/м.}$$

Найдем напряженность около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (7.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0.855 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{0.855}} = 18 \text{ кВ/м.}$$

Условие отсутствия короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (7.26)$$

$$19.3 \text{ кВ/м} < 29.6 \text{ кВ/м.}$$

Провод АС-150/24 прошел проверку.

7.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбираем к установке ОПН-110 УХЛ1.

7.1.6 Выбор заземлителей

Выбираем к установке ЗОН-110М-1 УХЛ1.

7.2 Выбор электрического оборудования на стороне низкого напряжения 10 кВ

7.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 10 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВВМ-СЭЦ-10-20/1000.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.28)$$

$$962 \text{ А} < 1000. \text{ А},$$

где

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.29)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 962 \text{ A};$$

- по отключающей способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (7.30)$$

$$6.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (7.31)$$

$$4.9 \text{ кА} \leq 12.7 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.32)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6.7 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.06}} = 4.9 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.н}, \quad (7.33)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 20 = 12.7 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{к1} \leq I_{пр.с}, \quad (7.34)$$

$$6.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{yд} \leq i_{пр.с}, \quad (7.35)$$

$$17.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (7.36)$$

$$6.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВМ-СЭЦ-10-20/1000 прошел проверку.

7.2.2 Выбор трансформатора тока

На стороне 10 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (7.37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.тт}}, \quad (7.38)$$

$$962 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (7.39)$$

$$17.4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл},, \quad (7.40)$$

$$6.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 158.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (7.41)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{\kappa}, \quad (7.42)$$

Для нахождения $R_{приб}$ необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока $S_{приб}$ и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока являются амперметр Э42703 600/5, ваттметр Д-335, варметр Д-335, счётчик активной и реактивной энергии СЭТ 4ТМ 03М.01 с суммарной максимальной мощностью 6 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (7.43)$$

$$R_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa},$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.24 - 0.1 = 0.86 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{np}}, \quad (7.44)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм^2 , поэтому принимаем стандартное сечение жилы 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5 прошел проверку.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока на отходящих линиях.

7.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения выбираем по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (7.46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (7.47)$$

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-1 с классом точности 0.5. К ТН подключается вольтметр и счетчики активной и

реактивной электроэнергии с суммарной потребляемой мощностью 16.2 Вт и 12 вар.

Тогда:

$$20 \text{ ВА} \leq 50 \text{ ВА} .$$

Выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-1 прошел проверку.

7.2.4 Выбор жестких шин

Выбираем жесткие шины по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}} ; \quad (7.48)$$

$$s = \frac{687}{1.1} = 625 \text{ мм}^2 .$$

Выбираем алюминиевые прямоугольные шины сечением 80x8 мм, с длительно допустимым током 1320 А.

Найдем минимально допустимое сечение шины по термической стойкости:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T} , \quad (7.49)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{6.7} \cdot 10^3}{66} = 39.2 \text{ мм}^2 .$$

Найдем максимальную силу, действующую на проводники при трехфазном КЗ:

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\partial}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (7.50)$$

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2.5 \cdot 17400^2 \cdot 1 \cdot 1 = 131.1 \text{ Н.}$$

Найдем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (7.51)$$

$$W = \frac{0.008 \cdot 0.08^2}{6} = 8.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Определим максимальное напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (7.52)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{131.1 \cdot 2.5}{8 \cdot 8.5 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 4.8 \text{ МПа.}$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.53)$$

$$4.8 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (7.54)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа.}$$

Определим момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (7.55)$$

$$J = \frac{0.008 \cdot 0.08^3}{12} = 3.4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (7.56)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2.5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 3.4 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 24.6 \text{ Гц}.$$

Т.к. частота собственных колебаний < 30 Гц, то механический резонанс не появляется.

7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы необходимы для крепления шин. Выбираем изолятор типа ИОР-10-3.75 УХЛ2.

Опорные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам [19]:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (7.57)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{\text{max}} \leq F_{\text{дон}}, \quad (7.58)$$

$$131.1 \text{ Н} < 1607 \text{ Н},$$

где

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (7.59)$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.168} = 1607 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (7.60)$$

$$H = 0.12 + 0.008 + \frac{0.008}{2} = 0.168.$$

Опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ2 прошел проверку.

7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходной изолятор типа ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Проходные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.62)$$

$$962 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (7.63)$$

$$37.8 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (7.64)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{17400^2}{1} \cdot 2.5 \cdot 10^{-7} = 37.8.$$

Проходной изолятор ИП-10/1000-7,5 УХЛ2 прошел проверку.

7.2.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем ОПН-ЭС-10/12,7 УХЛ 2.

8 Расчет заземления подстанции

Основной характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта [20].

При времени отключения тока КЗ $\tau = 0.05$ с наибольшее допустимое напряжение прикосновения составляет $U_{np.\dot{\omega}on} = 500$ В.

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{\kappa_{II}}, \quad (8.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.219} = 2280 \text{ В},$$

где коэффициент напряжения прикосновения:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.2)$$

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{5 \cdot 668}{10 \cdot \sqrt{3710}}\right)^{0.45}} = 0.219,$$

коэффициент, зависящий от сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{\text{в.с}}}, \quad (8.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Найденное значение напряжения на заземлителе находится в пределах допустимого значения 10 кВ.

Сопротивление ЗУ должно соответствовать неравенству:

$$R_3 < R_{3.доп}. \quad (8.4)$$

Найдем число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.5)$$
$$m = \frac{668}{2 \cdot \sqrt{3710}} - 1 \approx 4.$$

Найдем длину полос в расчетной модели:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (8.6)$$
$$L_2' = 2\sqrt{3710} \cdot (4+1) = 609.1 \text{ м.}$$

Найдем длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.7)$$
$$b = \frac{\sqrt{3710}}{4} = 15.2 \text{ м.}$$

Найдем количество вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (8.8)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{3710} \cdot 4}{1.5} \approx 49.$$

Найдем суммарную длину вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (8.9)$$

$$L_g = 5 \cdot 49 = 245 \text{ м.}$$

Найдем относительную глубину погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$

$$\frac{5 + 0.7}{\sqrt{3710}} = 0.094.$$

Найдем суммарное сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (8.11)$$

$$R_3 = 0.365 \cdot \frac{40}{\sqrt{3710}} + \frac{40}{668 + 245} = 0.28 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (8.12)$$

$$A = 0.444 - 0.84 \cdot 0.094 = 0.365;$$

Суммарное сопротивление сложного заземлителя $R_3 = 0.28$ Ом меньше допустимого сопротивления $R_{3, \text{дон}} = 0.5$ Ом.

Заключение

В бакалаврской работе была спроектирована электрическая часть завода по производству тракторной техники. Рассчитаны нагрузки по всем цехам завода. Выбраны мощности и количество трансформаторов КТП и ГПП. Составлена схема электроснабжения предприятия с последующим определением токов КЗ и выбором электрического оборудования, в результате которого к установке на ГПП предприятия приняты: силовые трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10; высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 и ВВМ-СЭЩ-10-20/1000; разъединители типа РПД-110 УХЛ1; трансформаторы тока встроенные ТВТ-110-1-300/5 и опорные ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5; ограничители перенапряжений ОПН-110 и ОПН-ЭС-10/12,7; трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-1.

Выполнен расчет заземления главной понизительной подстанции предприятия.

Список использованных источников

1. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие / Г.Н. Ополева – Москва: Инфра-М, 2017.
2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2014 г. – М.: КРОНУС, 2014.
3. Вахнина, В.В. Системы электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2015.
4. Gentile, B. On reactive power flow and voltage stability in microgrids / B. Gentile, J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, S. Zampieri, F. Bullo. - Proc. Amer. Control Conf. (ACC), 2014.
5. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие. / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина– М.: МЭИ, 2013.
6. Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник / И. Н. Ковалев. - Москва : Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.
7. Сивков, А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.
8. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов – Москва: Форум, 2014.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
10. Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учеб. пособие / В.Б. Шлейников, Т.В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2014.
11. Chapman, S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition / S.J. Chapman – USA: McGraw-Hill, 2011.

12.Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше / Министерство энергетики российской федерации. М.: НЦ ЭНАС, 2004.

13.Hill, D.J. Smart grids as distributed learning control / D. J. Hill, T. Liu, G. Verbic. - Proc. IEEE PES General Meeting, 2012.

14.Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО-56947007-29.240.30.010—2008). М.: ОАО ФСК ЕЭС, 2007.

15.Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. М.: Форум: Инфра-М. 2015.

16.Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.

17.Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2011.

18.IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. – NY: IEEE, 2013.

19.Kuffel, E. High Voltage Engineering. Fundamentals / E. Kuffel, W.S. Zaengl, J. Kuffel. – Oxford: Newnes, 2010.

20.Борисов, Р. К. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник / Р. К. Борисов, А. В. Горшков, Ю. В. Жарков - Москва: МЭИ, 2013.