

Аннотация

Объектом проектирования данной выпускной квалификационной работы является электроснабжение механического производства ООО «Спецтрубопрокат».

В процессе проектирования выполнены следующие работы: произведен расчет силового и осветительного электрооборудования укрупнено для всех цехов; выполнены расчеты выбор силовых трансформаторов ГПП; рассчитаны токи короткого замыкания; выбрано и проверено основное оборудование ГПП.

Выпускная квалификационная работа бакалавра состоит из 58 листов. Содержит 9 таблиц и 4 рисунка. Графическая часть состоит из 6 чертежей на формате А1.

Содержание

Введение	4
1 Краткая характеристика технологического процесса предприятия	6
2 Расчет электрических нагрузок	12
3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	17
4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	23
5 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия	32
6 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия	33
7 Расчёт токов КЗ	34
8 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников	38
9 Расчет заземления подстанции	53
Заключение	56
Список использованных источников	57

Введение

Систему электроснабжения промышленных предприятий условно разделяют на три подсистемы [1-4]:

1. Систему внешнего электроснабжения – это сети напряжением 35–220 кВ, соединяющие ТП энергосистемы с приемными подстанциями предприятия (например, ГПП);

2. Систему внутризаводского электроснабжения – это подстанция предприятия на которую поступает электроэнергия из системы, собственная электростанция и совокупность электрических распределительных сетей 6-10 кВ, расположенных на территории предприятия и осуществляющих прием, распределение и передачу ЭЭ к распределительным пунктам и трансформаторным подстанциям;

3. Система внутрицехового электроснабжения – это совокупность внутрицеховых ТП, распределительных сетей, распределительных пунктов или шинопроводов и сетей непосредственного питания ЭП напряжением до 1000 В.

Эти перечисленные особенности энергетики приводят к необходимости выполнения специальных требований к системе электроснабжения предприятия:

1. Скорость протекания переходных процессов приводит к необходимости использования в системе электроснабжения предприятия специальных автоматических устройств, целью применения которых является передача необходимого количества и приемлемого качества электроэнергии от источника питания к потребителям;

2. Особенности технологического процесса на различных промышленных предприятиях приводят к разным применяемым проектным решениям в системе электроснабжения предприятия;

3. Современный технологический процесс на промышленном предприятии обладает высокой динамичностью, обусловленной постоянным усовершенствованием старых и применением новых методов производства,

внедрением нового оборудования, переналадкой технологического процесса, связанной с постоянным изменением и улучшением производимой продукции.

Выполнение этих требования должно быть обеспечено как на стадии проектирования так и на стадии эксплуатации системы электроснабжения предприятия.

Целью работы является разработка системы электроснабжения механического производства ООО «Спецтрубопрокат» для обеспечения надежного электроснабжения и качества электроэнергии.

1 Краткая характеристика технологического процесса предприятия

Проектируемый завод производит трубы на базе современного высокопроизводительного оборудования крупных немецких и российских фирм, которое позволяет получать трубы различных диаметров, вплоть до 120 мм с толщиной стенки трубы от 0,2 мм до 7 мм.

Применяемая технология и современное оборудование позволяют изготавливать трубы с высокой точностью и с обеспечением погрешности по геометрическим параметрам не более $\pm 0,03$ мм, и глубиной дефектов поверхности не превышающим 0,015 мм, с минимальным разбросом по геометрии, микроструктуре и заложенным механическим свойствам.

Основу технологии составляют следующие производственные циклы:

1. Изготовление трубной заготовки (гильзы) методом глубокого сверления.
2. Ряд циклов передела на станах для холодной прокатки труб.
3. Отделка и контроль произведенных труб, включающий в себя неразрушающий контроль.
4. Изготовление для своих нужд и сторонних заказчиков прокатного инструмента и оснастки.

1.1 Изготовление трубной заготовки

Изготовление трубной заготовки включает в себя следующие операции:

- сверление трубной заготовки (гильзы) на станках для глубокого сверления;
- расточку и обточку гильз;
- постоянный контроль качества полученных гильз.

Контроль качества гильз состоит из контроля качества наружной и внутренней поверхностей и контроля разностенности, в том числе с помощью контактных ультразвуковых толщиномеров.

Используемая технология глубокого сверления на высокопроизводительных специальных станках с применением новейших

конструкций технологического режущего инструмента позволяет получать гильзы с высокими показателями качества наружной и внутренней поверхностей и геометрических размеров.

Повышенные требования, которые предъявляются к качеству гильз, обуславливают стабильность протекания процессов холодного передела и, в конечном счете стабильно высокое качество готовой продукции. Станки глубокого сверления позволяют сверлить трубную заготовку с получением высокоточного внутреннего отверстия диаметром от 28 до 110 мм на длине до 2 м.

1.2 Цикл холодного передела

Цикл холодного передела содержит в себе следующие виды операций:

- прокатку на станах для холодной прокатки труб;
- очистку труб от смазки и подготовку их к термообработке;
- термообработку труб в вакуумных или проходных печах в среде защитного (инертного) газа;
- правку труб.

Контроль технологического процесса ведется пооперационно и заключается в контроле качества наружной и внутренней поверхностей (в том числе геометрических показателей), металлографическом контроле структуры материала труб.

Деформация труб осуществляется на станах холодной прокатки труб валкового и роликового типа отечественного и импортного производства, волочильных станах. Имеющийся парк прокатного и волочильного оборудования позволяет получать трубы диаметром от 2 мм до 120 мм с толщиной стенки от 0,2 мм особовысокой и высокой точности изготовления. Использование передовых методов калибровки прокатного инструмента, оптимизация маршрутов прокатки за счет успешного сочетания различных типов холодной прокатки труб и волочения обуславливает стабильно высокое качество, в том числе структуры деформированного металла и позволяет

поддерживать высокую производительность даже для труднодеформируемых материалов.

Термическая обработка труб в вакуумных печах придает требуемые свойства трубам передельных и готовых размеров. Безокислительный отжиг исключает необходимость операций травления (осветления) поверхности труб. Вакуумные программируемые печи позволяют осуществлять отжиг труб длиной до 4,5 м при температуре до 1200°C с охлаждением в защитной газовой среде. Проходные печи отжига труб в защитной газовой среде обеспечивают проведение высокоскоростного отжига труб непосредственно в линии прокатных станов.

1.3 Отделка и контроль труб

Отделка и контроль труб содержит в себе следующие операции:

- порезку труб на мерные длины и обработку торцев;
- шлифовку наружной поверхности труб на бесцентрово- шлифовальных станках;
- металлографический контроль материала производимых труб;
- ультразвуковой контроль сплошности металла для обеспечения качества наружной и внутренней поверхностей труб;
- ультразвуковой контроль геометрических параметров (наружного и внутреннего диаметров, толщину стенки);
- сертификацию труб на соответствие требованиям нормативной документации;
- оформление документа о качестве, упаковку и отгрузку готовой продукции.

Использование комплексных установок ультразвукового контроля труб позволяет вести неразрушающий контроль геометрических размеров и дефектоскопию по всей длине и поверхности как круглых, так и профильных труб.

На всех стадиях технологического процесса «жестко» соблюдаются принципы идентификации и прослеживаемости продукции.

1.4 Изготовление прокатного инструмента

Обладая широким набором токарного и шлифовального оборудования, производство не только удовлетворяет собственную потребность в прокатном инструменте и оснастке, но и обеспечивает поставку инструмента внешним заказчикам. Это, в первую очередь, оборудование для изготовления калибров с переменным ручьем и прокатных оправок с «криволинейной» поверхностью для станков валкового типа.

1.5 Характеристика потребителей электроэнергии предприятия

Перечень высоковольтных электроприемников предприятия приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Перечень высоковольтных электроприемников

№ п/п	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприемников	Установленная мощность одного электроприемника, кВт	Кол-во электроприемников	Напряжение электроприемников, кВ
2	Компрессорная станция	Синхронные ЭД	630	3	6
9	Насосная станция	Синхронные ЭД	1250	2	6

Генплан завода представлен на рисунке 1.1, сведения об установленной мощности электроприемников по цехам предприятия приведены в таблице 1.2.

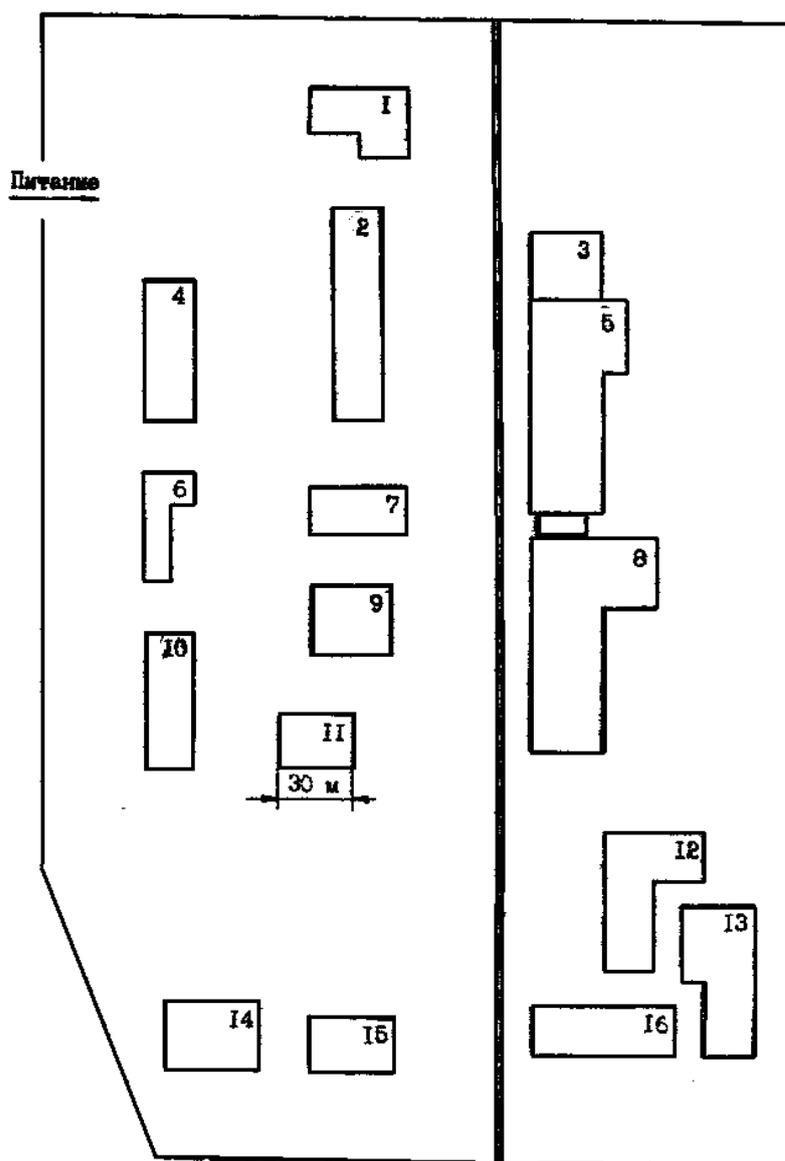


Рисунок 1.1 - Генплан завода

Расшифровка сокращенных названий цехов предприятия: гараж и зарядная станция – ГиЗС; компрессорная станция – КС; заготовительный участок – ЗУ; электроремонтный цех – ЭЦ; прессово-сварочный цех – ПСЦ; сантехнический участок – СУ; наполнительная – Нап; механический цех - МЦ; насосная станция - НС; ремонтно-механический цех – РМЦ; столярный цех – СЦ; гальванический цех – ГЦ; литейный цех – ЛЦ; административный корпус – АК; столовая – Ст; склад готовой продукции – СГП.

Таблица 1.2 - Сведения об установленной мощности электроприемников по цехам предприятия

№ п/п	Сокращенное название цеха предприятия	Установленная мощность РН электроприемников напряжением 0,4кВ,кВт	Приведенное число электроприемников, пэ
1	2	3	4
1	ГиЗС	10	12
2	КС	532	5
3	ЗУ	45	5
4	ЭЦ	244	7
5	ПСЦ	765	52
6	СУ	79	5
7	Нап	226	4
8	МЦ	1619	136
9	НС	339	19
10	РМЦ	478	29
11	СЦ	93	10
12	ГЦ	358	27
13	ЛЦ	432	28
14	АК	258	7
15	Ст	265	10
16	СГП	94	5

2 Расчет электрических нагрузок

Верное определение величин электрических нагрузок является одним из основополагающих факторов на стадии проектирования и при дальнейшей эксплуатации электрических сетей предприятия [2, 5].

Нахождение расчетной нагрузки по средней потребляемой мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума (расчетному коэффициенту) является наиболее точным, применяется для нахождения расчетной нагрузки на всех ступенях электроснабжения, но при наличии сведений о каждом ЭП.

Исходными данными для расчета электрических нагрузок являются установленная паспортная мощность всех ЭП цеха и их количество [6, 7].

Метод основан на исследованиях в области упорядоченных диаграмм индивидуальных показателей режима работы ЭП и положен в основу руководящих указаний по определению расчетных электрических нагрузок на промышленных предприятиях [8, 9].

Расчет нагрузок выполняем в следующем порядке:

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 нагрузке 0,4 кВ».

Расчетную нагрузку высоковольтных электроприемников определяем также, как и для низковольтных.

Рассчитываем строку «Итого по высоковольтной нагрузке».

Рассчитываем строку «Итого по предприятию».

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета нагрузок по предприятию

№	Сокращенное название цеха	P_H , кВт	$P_{H.э.}$, 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	Q_P , квар	S_P , кВт·А
Нагрузка 0,4 кВ															
1	ГиЗС	10	0.83	12	0.2	0.65	1.17	2	2.34	1.75	3.50	2.76	6.26	2.34	6.68
2	КС	532	106.40	5	0.8	0.8	0.75	425.6	319.20	1.26	536.26	8.59	544.84	351.12	648.18
3	ЗУ	45	9.00	5	0.27	0.65	1.17	12.15	14.20	2	24.30	7.20	31.50	15.63	35.16
4	ЭЦ	244	34.86	7	0.45	0.75	0.88	109.8	96.83	1.51	165.80	10.80	176.60	106.52	206.24
5	ПСЦ	765	14.71	52	0.3	0.65	1.17	229.5	268.32	1.16	266.22	28.20	294.42	268.32	398.34
6	СУ	79	15.80	5	0.65	0.55	1.52	51.35	77.97	1.33	68.30	2.76	71.06	85.77	111.38
7	Нап	226	56.50	4	0.6	0.75	0.88	135.6	119.59	1.46	197.98	3.68	201.66	131.55	240.77
8	МЦ	1619	11.90	136	0.2	0.55	1.52	323.8	491.68	1.11	359.42	30.60	390.02	491.68	627.59

Продолжение таблицы 2.1

№	Сокращенное название цеха	P_H , кВт	$P_{H.э.}$, 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	Q_P , квар	S_P , кВт·А
9	НС	339	17.84	19	0.7	0.85	0.62	237.3	147.07	1.11	263.40	4.60	268.00	147.07	305.70
10	РМЦ	478	16.48	29	0.35	0.55	1.52	167.3	254.04	1.22	204.11	10.80	214.91	254.04	332.75
11	СЦ	93	9.30	10	0.55	0.75	0.88	51.15	45.11	1.3	66.50	6.30	72.80	49.62	88.10
12	ГЦ	358	13.26	27	0.6	0.78	0.80	214.8	172.33	1.14	244.87	15.00	259.88	172.33	311.82
13	ЛЦ	432	15.43	28	0.4	0.65	1.17	172.8	202.03	1.19	205.63	15.00	220.64	202.03	299.16
14	АК	258	36.86	7	0.4	0.7	1.02	103.2	105.29	1.58	163.06	9.94	172.99	115.81	208.18
15	Ст	265	26.50	10	0.7	0.55	1.52	185.5	281.68	1.16	215.18	6.30	221.48	309.85	380.86
16	СПП	94	18.80	5	0.1	0.6	1.33	9.4	12.53	1.76	16.54	11.20	27.74	13.79	30.98

Продолжение таблицы 2.1

№	Сокращенное 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	Q_P , квар	S_P , кВт·А
	Освещение территории	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	68.23	---	---	68.23
	Итого по нагрузке 0,4 кВ	5837	0,83...106,4	361	0.45	0.67	1.12	2431.3	2610.21	1	2431.25	241.96	2673.21	2717.45	3811.90
Нагрузка 6 кВ															
2	КС СТД-630-23УХЛ4	1890	630	3	0.8	0.9	-0.48	1512	-732.30	1.16	1753.92	---	1753.92	-732.30	1900.66
9	НС СТД-1250-23УХЛ4	2500	1250	2	0.8	0.9	-0.48	2000	-968.64	1.18	2360	---	2360	-968.64	2551.05
	Всего по нагрузке 6 кВ	4390	630...1250	5	0.8	0.9	-0.48	3512	-1700.94	1.17	4113.92	---	4113.92	-1700.94	4451.69
	Итого по промышленному предприятию	10227	0,83...1250	366	0.49	0.70	0.94	5943.3	909.27	1	5943.25	241.96	6185.21	1016.51	6268.18

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

В системах электроснабжения предприятий широко применяются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) [2, 10-13]. КТП комплектуются трехфазными силовыми трансформаторами с номинальными мощностями: 250, 400, 630, 1000, 1600 и 2500 кВА, с первичным напряжением 6-10 кВ и вторичным напряжением 0,4-0,69 кВ.

По месту расположения на территории промышленного предприятия подстанции классифицируются как:

- 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 однотрансформаторные;
- на двухтрансформаторные.

Плотность электрической нагрузки цеха:

$$\sigma = \frac{S_P}{F_{Ц}}, \quad (3.1)$$

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 ремонтно-механического цеха

Распределение мощности:

$$\begin{aligned} \sigma &= S_P / F_{Ц}, & (3.3) \\ \sigma &= 332.8 / 1200 = 0,277. \end{aligned}$$

Так как β меньше, чем 0.3, то выбираем трансформаторы мощностью до 1600 кВА.

Выбираем силовой трансформатор мощностью 250 кВА.

По справочным таблицам каталогов производителей находим $\Delta P_{TP} = 1.8$ кВт ; $\Delta Q_{TP} = 9.7$ квар;

$$P_p = P_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{TP} , \quad (3.4)$$

$$P_p = 215 + 1 \cdot 1.8 = 216.7 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{TP} , \quad (3.5)$$

$$Q_p = 254 + 1 \cdot 9.7 = 263.8 \text{ квар}.$$

1. Значение входных реактивных мощностей:

$$a) \quad Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} , \quad (3.6)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 263.8 - 0,7 \cdot 0 = 263.8 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_p , \quad (3.7)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 216.7 = 60.7 \text{ квар}.$$

Принимаем меньшее из значений: $Q_{\text{э1}} = 60.7$ квар.

$$b) \quad Q_{\text{min}} = 0,6 \cdot 254 = 151.4 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 151.4 - (263.8 - 60.7) = -50,7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к*}} , \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 151.4 + 0 = 151.4 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем $Q_{\Sigma 2} = Q_{\Sigma 2, \text{н}} = 151.4$ квар.

2. Суммарная мощность КУ:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\Sigma 1}, \quad (3.10)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot 263.8 - 60.7 = 242.7 \text{ квар.}$$

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{\text{куmin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\Sigma 2}, \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{куmin}} = 152.4 - 152.4 = 0.$$

т.е. все КУ должны быть регулируемые.

3. Выбираем мощность трансформаторов

$$\delta = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{т}}}, \quad (3.12)$$

$$\delta = \frac{\sqrt{216.7^2 + 263.8^2}}{1200} \approx 0,28 \text{ кВА/м}^2 \Rightarrow S_{\text{HT}} = 250 \text{ кВА.}$$

4. Определяем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 S_{\text{HT}}}, \quad (3.13)$$

$$N_T = \frac{214.9}{0,9 \cdot 250} = 0.96.$$

где $K_3 = 0,9$ (для однитрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее $N_T=1$.

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

$$Q_{эН} = Q_{э1} - Q_B, \quad (3.14)$$
$$Q_{эН} = 60.7 - (263.8 - 254) = 50.9 \text{ квар.}$$

где Q_B -реактивная мощность потребителей 6...10кВ.

6. Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.15)$$
$$Q_T = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 250)^2 - 214,9^2} = 66.6 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.16)$$

$$Q_{KVH} = 254 - 66.6 = 187.4 \text{ квар,}$$

$$Q_{.KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.17)$$

$$Q_{.KVB} = 55.3 < 800 \text{ квар.}$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однитрансформаторную КТП с трансформатором типа ТМГ 1х250/10. Компенсация РМ осуществляется УКРМ-0,38-150.

Для остальных цехов расчеты выполняем аналогично, результаты сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты выбора трансформаторов КТП предприятия

№	Сокращенное наименование цехов предприятия	σ , кВА/м ²	P_p , кВт	Категория надежности электроснаб.	Принято к установке		
					$S_{ном.т}$	n_m	$n_{ТП}$
1+2	ГиЗС + КС	0.353	551.10	3, 1	400	2	1
3+5	ЗУ + ПСЦ	0.166	325.92	2	250	2	1
4 +6	ЭЦ + СУ	0,171 0,138	176,59 71,06	3	250	1	1
7	Нап	0.301	201.66	2	160	2	1
8	МЦ	0.185	390.02	2	250	2	1
9	НС	0.306	268.00	1	160	2	1
10	РМЦ	0.277	214.91	3	250	1	1
11	СЦ	0.126	72.80	3	160	1	1
12	ГЦ	0.187	259.88	2	160	2	1
13+16	ЛЦ + СГП	0.186	248.38	2, 3	160	2	1
14	АК	0.173	172.99	3	250	1	1
15	Ст	0.314	221.48	3	250	1	1

4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП

Величина напряжения питания ГПП промышленного предприятия зависит от напряжения возможного источника питания, расстояния от подстанции предприятия до этого источника питания, возможности размещения высоковольтных воздушных и кабельных линий электропередачи, условий окружающей среды и ряда других факторов [14, 15, 16].

Величина рационального напряжения может быть определена по формуле Стилла:

$$U_{РАЦi} = 4.34 \cdot \sqrt{L_i + 0.016 \cdot P_{РП}}, \quad (4.1)$$

$$U_{РАЦi} = 4.34 \cdot \sqrt{14 + 0.016 \cdot 6818} = 48.2 \text{ кВ.}$$

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

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

Найдем активную расчетную нагрузку промышленного предприятия:

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + P_{ОСВ} + \Delta P_{Т\Sigma}, \quad (4.2)$$

$$P_{РП} = 2673 + 4114 + 31 = 6818 \text{ кВт.}$$

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

$P_{РВ}$ - суммарное расчетное значение активной нагрузки высоковольтных электроприемников предприятия;

P_{OCB} - суммарное расчетное значение активной нагрузки системы внутрицехового электрического освещения и установок наружного освещения предприятия;

$\Delta P_{T\Sigma}$ - суммарное значение потерь активной мощности в цеховых силовых трансформаторах.

Определим значение полной расчетной мощности промышленного предприятия:

$$S_{P\text{П}i} = \sqrt{P_{P\text{П}}^2 + Q_{\text{Э}Ci}^2}, \quad (4.3)$$

$$S_{P\text{П}i} = \sqrt{6818^2 + 1568^2} = 6997 \text{ кВА.}$$

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

$$Q_{\text{Э}Ci} = P_{P\text{П}} \cdot \operatorname{tg}\phi_i, \quad (4.4)$$

$$Q_{\text{Э}Ci} = 6818 \cdot 0.23 = 1568 \text{ квар.}$$

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:

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

$$S_{\text{номт}} \approx 0,8 \cdot 6997 \cdot \frac{1}{1,4} = 3998 \text{ кВА.}$$

Согласно полученному значению полной мощности предприятия принимаем для последующего рассмотрения силовые трансформаторы с $S_{\text{ном.т}}$ равной 4 МВА и 6,3 МВА.

Выбираем по каталогу производителя силовые трансформаторы марок: ТМН-4000/35/6 и ТМН-6300/35/6.

4.1 Технико-экономическое обоснование оптимальной номинальной мощности силового трансформатора ГПП

4.1.1 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТМН - 4000/35/6.

Технические характеристики силового трансформатора ТМН - 4000/35/6 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технические характеристики силового трансформатора ТМН - 4000/35/6

Марка СТ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	
		ВН	НН					
ТМН-4000/35	4	37	6.3	7,5	33,5	5.6	0.9	2412

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

$$\Delta P_{\text{х}}' = \Delta P_{\text{х}} + K_{\text{ип}} \cdot \Delta Q_{\text{х}}, \quad (4.6)$$

$$\Delta P_{\text{х}}' = 5.6 + 0,05 \cdot 36 = 7.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_{\text{х}} = I_{\text{хх\%}} + S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_x = 0,9 \cdot 4\,000 / 100 = 36 \text{ квар},$$

$$K_{\text{ип}} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_k = 7.5 \cdot 4\,000 / 100 = 300 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{\text{ип}} \cdot \Delta Q_k, \quad (4.9)$$

$$\Delta P'_k = 33.5 + 0,05 \cdot 300 = 48.5 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (4.10)$$

$$K_3 = \frac{6.997}{4} = 1.749.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k, \quad (4.11)$$

$$P_m = 7.4 + 1.749^2 \cdot 48.5 = 155.8 \text{ кВт}.$$

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

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (4.12)$$

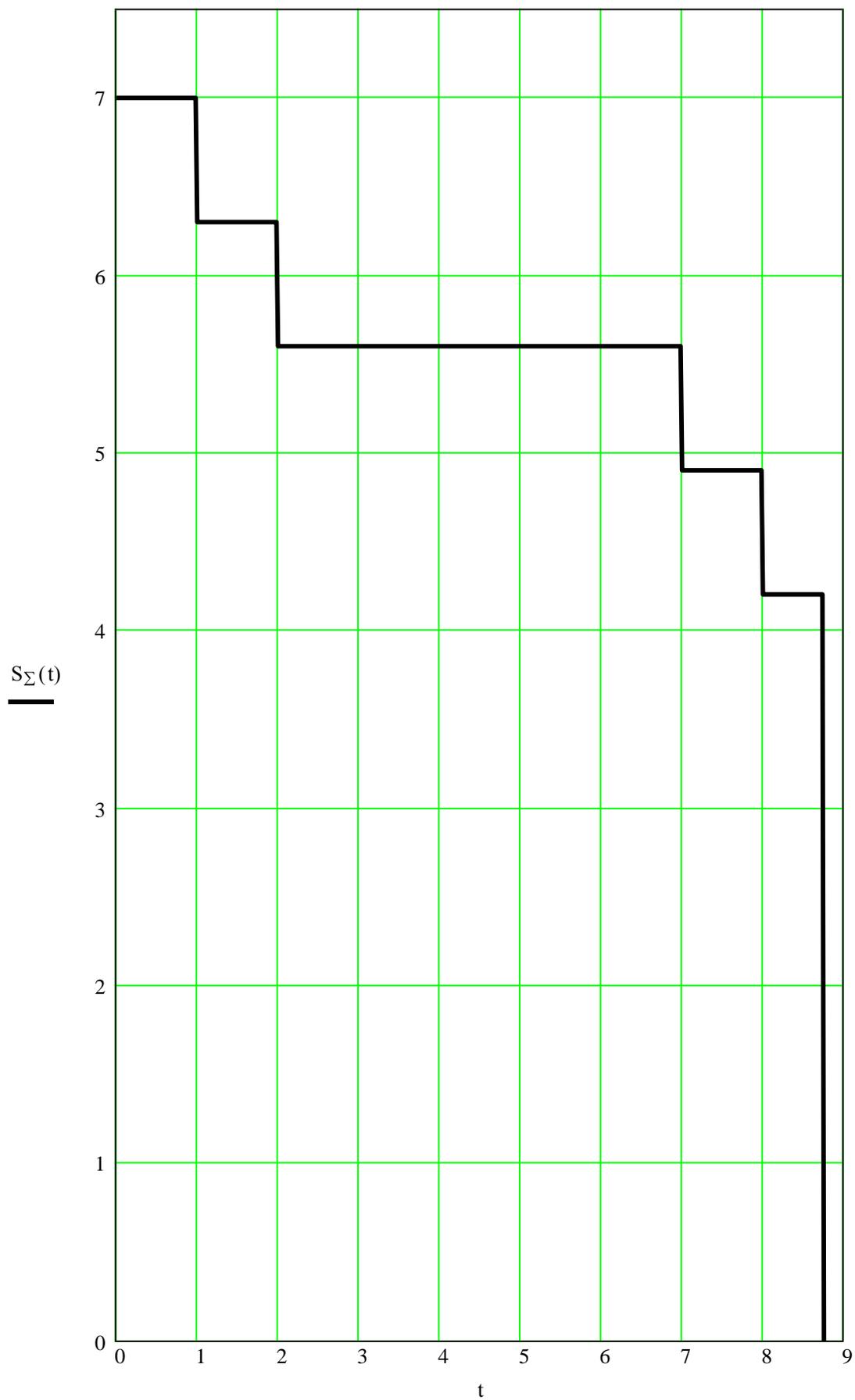


Рисунок 4.1 - Годовой график нагрузки ГПП

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТМН - 4000/35/6 заносим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТМН - 4000/35/6

i	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	6.997	1000	1.749	74202	14800
2	6.297	1000	1.574	60104	14800
3	5.597	5000	1.399	237446	74000
4	4.898	1000	1.224	36359	14800
5	4.198	760	1.05	20302	11248
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 428413$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 129648$	

По значениям суммарных потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{ПЦ}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.13)$$

$$I_{\Delta W_{ПЦ}} = (428413 + 129648) \cdot 0,197 = 109,9 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{э} = 0,197$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_э + И_{\Delta W_{ПЦ}} \quad (4.14)$$

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 4824 + 453,5 + 109,9 = 1769,4 \text{ тыс.руб.}$$

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

$K = 2 \cdot 2412 = 4824$ тыс.руб. – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$И_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 4824 = 453,5$ тыс.руб. – ежегодные отчисления.

4.1.2 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТМН - 6300/35/6.

Технические характеристики силового трансформатора ТМН - 6300/35/6 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технические характеристики силового трансформатора ТМН - 6300/35/6

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					
ТМН-6300/35	6.3	37	6.3	7.5	46.5	8	0.8	2930

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{ип} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.15)$$

$$\Delta P_x' = 8 + 0,05 \cdot 50.4 = 10.52 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (4.16)$$

$$\Delta Q_x = 0.8 \cdot 6300 / 100 = 50.4 \text{ квар},$$

$$K_{ип} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.17)$$

$$\Delta Q_k = 7.5 \cdot 6300 / 100 = 472.5 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{ип} \cdot \Delta Q_k, \quad (4.18)$$

$$\Delta P'_k = 46.5 + 0,05 \cdot 472.5 = 70.1 \text{ кВт.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.19)$$

$$K_3 = \frac{6.997}{6.3} = 1.111.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_m = \Delta P'_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k, \quad (4.20)$$

$$P'_m = 10.52 + 1.111^2 \cdot 70.1 = 97 \text{ кВт.}$$

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

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (4.21)$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТМН - 6300/35/6 заносим в таблицу 4.4.

По значениям суммарных потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (4.22)$$

$$I_{\Delta W_{ПС}} = (249708 + 184310) \cdot 0,197 = 85,5 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_3 = 0,197$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Таблица 4.4 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТМН - 6300/35/6

i	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	6.997	1000	1.111	43250	21040
2	6.297	1000	1.000	35032	21040
3	5.597	5000	0.889	138400	105200
4	4.898	1000	0.777	21192	21040
5	4.198	760	0.666	11833	15990
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 249708$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 184310$	

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_3 + И_{\Delta W_{\text{ПЭС}}} \quad (4.23)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0,25 \cdot 5860 + 550,8 + 85,5 = 2101,3 \text{ тыс.руб.}$$

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

$K = 2 \cdot 2930 = 5860$ тыс.руб. – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$И_3 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 5860 = 550,8$ тыс.руб. – ежегодные отчисления.

Так как приведенные затраты на силовые трансформаторы ТМН-6300/35/6 значительно превышают затраты на силовые трансформаторы ТМН-4000/35/6, то принимаем к установке на ГПП силовые трансформаторы типа ТМН-4000/35/6.

5 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия

От подстанции предприятия питаются потребители, относящиеся к первой и второй категории по надежности электроснабжения, поэтому на ГПП устанавливается два силовых трансформатора в свою очередь получающих питание от двух взаимнорезервирующих линий электропередач 35 кВ.

Схемы ГПП могут быть выполнены с силовыми выключателями на стороне высшего напряжения или по так называемым упрощенным схемам, т. е. без выключателей на стороне высокого напряжения. На вторичном напряжении 6-10 кВ, как правило, применяется одиночная секционированная система шин. Трансформаторы к секциям подключаются через вводные выключатели, секционный выключатель при нормальном режиме работы отключен для уменьшения токов короткого замыкания [17-19].

Блоки распределительного устройства высшего напряжения комплектуются современным высоковольтным электрооборудованием отечественного и зарубежного производства. Конструктивно подстанции могут выполняться открытыми, при этом распределительное устройство низшего напряжения может выполняться из шкафов наружной установки или устанавливаться в закрытых помещениях или с установкой трансформаторов открыто, а распределительных устройств высшего и низшего напряжения в помещении.

В настоящее время производится замена масляных выключателей, отделителей и короткозамыкателей на современные элегазовые и вакуумные выключатели. Кроме того высоковольтные выключатели применяются на высокой стороне ГПП при: специальных требованиях к самозапуску электродвигателей 6-10 кВ, подключаемых к РУ ГПП; упрощению УРЗиА по сравнению с использованием отделителей; при перспективе установки на подстанции СШ 110-220 кВ; при возможности двухстороннего питания по линии; при невозможности использования короткозамыкателей и высокой стоимости линии связи для передачи отключающего импульса.

6 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Так как на предприятии имеются высоковольтные двигатели на напряжение 6 кВ и при относительно небольшой нагрузке 0,4 кВ для распределительных сетей предприятия выбираем напряжение 6 кВ.

Для внутреннего электроснабжения предприятия применяют радиальные, магистральные или смешанные схемы распределения электроэнергии в зависимости от надежности электроснабжения, размещения нагрузок на территории предприятия, величины потребляемой предприятием мощности и других характерных особенностей предприятия.

При построении схем электроснабжения потребителей 1й и 2й категории проводим глубокое секционирование во всех элементах схемы электроснабжения.

Магистральные схемы для питания цеховых ТП применяем при последовательном расположении подстанций, число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали – 3...4.

Радиальные схемы применяем для нагрузок, расположенных в различных направлениях от источника питания.

7 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов короткого замыкания в различных точках системы электроснабжения предприятия выполняется по упрощенному способу с учетом следующих допущений:

- 1) трехфазную систему принимают симметричной;
- 2) процесс насыщения магнитной системы элементов в расчетах не учитывается, таким образом, все цепи при расчетах считаются линейными;
- 3) намагничивающий ток трансформаторов в расчетах не учитывают как и емкостные проводимости всех элементов, входящих в цепь короткого замыкания;
- 4) во время всего процесса протекания тока короткого замыкания ЭДС генераторов в системе принимают совпадающими по фазе;
- 5) ЭДС источников питания, расположенных на значительном расстоянии от точки КЗ, принимают неизменяющимся во времени [20].

Составляем расчетную схему (рисунок 7.1) для определения токов КЗ и схему замещения (рисунок 7.2).

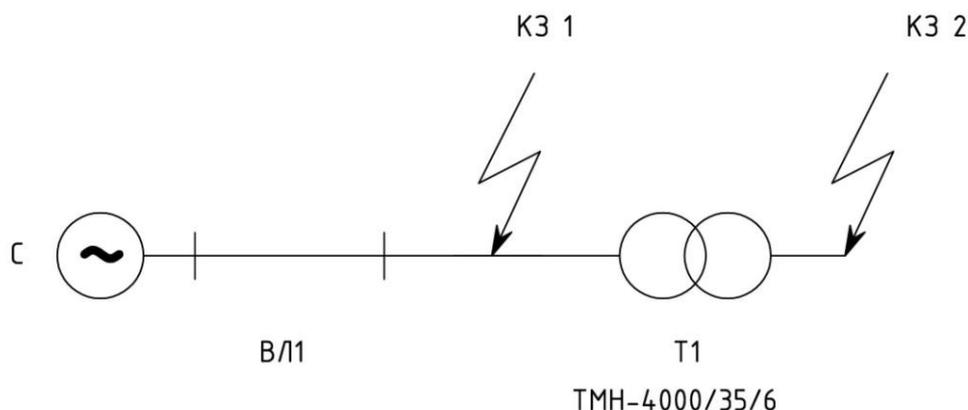


Рисунок 7.1 – Расчетная схема для определения токов КЗ

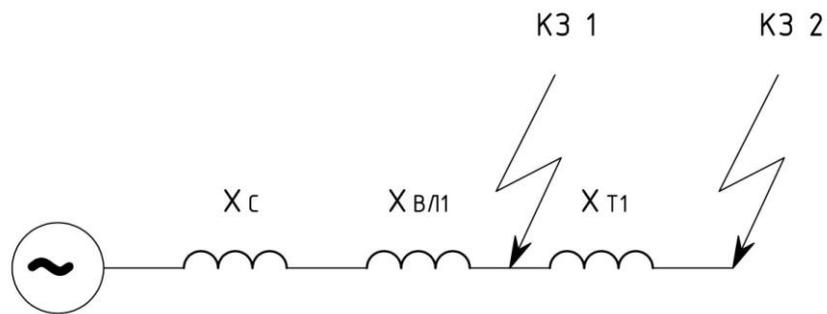


Рисунок 7.2 – Схема замещения для определения токов КЗ

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Параметры системы: $U_{cp} = 37$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 1200$ МВА.

Параметры линии: $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км; $L = 15$ км.

Параметры силового трансформатора: $S_n = 4$ МВА; $U_{\kappa} = 7,5$ %.

Найдем сопротивление системы:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (7.1)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{1200} = 0.833.$$

Найдем сопротивление воздушной линии:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{сн}^2}; \quad (7.2)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 15 \cdot \frac{1000}{37^2} = 2.191.$$

Найдем сопротивление силового трансформатора:

$$x_{T.\delta} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}; \quad (7.3)$$

$$x_{T.\delta} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18.75.$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{с.\delta} + x_{ВЛ.\delta}; \quad (7.4)$$

$$x_{рез1} = 0.833 + 2.191 = 3.025.$$

Найдем базисный ток в точке К1:

$$I_{\delta.k1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (7.5)$$

$$I_{\delta.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15.604 \text{ кА};$$

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

$$I_{к1}^3 = \frac{E_{\delta}}{x_{рез1}} \cdot I_{\delta}; \quad (7.6)$$

$$I_{к1}^3 = \frac{1}{3.025} \cdot 15.604 = 5.159 \text{ кА};$$

Найдем ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^3 \cdot \kappa_{yд}; \quad (7.7)$$

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot 5.159 \cdot 1.8 = 13.132 \text{ кА}.$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К2:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T,\delta}; \quad (7.8)$$

$$x_{pez2} = 3.025 + 18.75 = 21.775.$$

Найдем базисный ток в точке К2:

$$I_{\delta,к2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (7.9)$$

$$I_{\delta,к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ кА};$$

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

$$I_{к2}^3 = \frac{E_{\delta}}{x_{pez2}} \cdot I_{\delta,к2}; \quad (7.10)$$

$$I_{к2}^3 = \frac{1}{21.775} \cdot 91.643 = 4.209 \text{ кА};$$

Найдем ударный ток К3 в точке К2:

$$i_{уд,к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^3 \cdot k_{уд}; \quad (7.11)$$

$$i_{уд,к2} = \sqrt{2} \cdot 4.209 \cdot 1.92 = 11.428 \text{ кА}.$$

Полученные результаты сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов токов КЗ

	$U_{сн}, \text{кВ}$	$k_{уд}$	$I_{к}^3, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	37	1.8	5.2	13.1
К2	6.3	1.92	4.2	11.4

8 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

Выбираем комплектную трансформаторную подстанцию типа КТП-СЭЩ-Б(М) производства Самарский завод «Электрощит». Подстанция состоит из ОРУ 35 кВ, масляных трехфазных трансформаторов 35/6 кВ, КРУ 6 кВ расположенного в здании. В КРУ 6 кВ применим ячейки типа КРУ-СЭЩ-70.

8.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 35 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВВН-СЭЩ-35.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.1)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (8.2)$$
$$87 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (8.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

$$I_{\kappa 1}^{\text{с}} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (8.4)$$

$$5.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (8.5)$$

$$4.1 \text{ кА} \leq 7.07 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{\text{с}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (8.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.2 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 4.1 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{\text{откл.н}}, \quad (8.7)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 25 = 7.07 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{\text{с}} \leq I_{\text{нр.с}}, \quad (8.8)$$

$$5.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{нр.с}}, \quad (8.9)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{нр.с}}^2 \cdot t_{\text{нр.с}}, \quad (8.10)$$

$$4.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 37.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВН-СЭЦ-35 прошел проверку.

На стороне 6 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЦ-П9-6.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.11)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (8.12)$$

$$513.2 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (8.13)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 513.2 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (8.14)$$

$$4.2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (8.15)$$

$$3.3 \text{ кА} \leq 5.66 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (8.16)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.2 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 3.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n.}, \quad (8.17)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 20 = 5.66 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{\kappa 1} \leq I_{np.c.}, \quad (8.18)$$

$$4.2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c.}, \quad (8.19)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c.}^2 \cdot t_{np.c.}, \quad (8.20)$$

$$3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-П9-6 прошел проверку.

8.2 Выбор разъединителя

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

Предварительно выбираем разъединитель типа РГПЗ-СЭЩ-35.

Разъединитель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.21)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (8.22)$$
$$87 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (8.23)$$
$$13.1 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (8.24)$$
$$4.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель РГПЗ-СЭЩ-35 прошел проверку.

8.3 Выбор трансформатора тока

На стороне 35 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-35.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.25)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (8.26)$$

$$87 \text{ А} \leq 100 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (8.27)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T, \quad (8.28)$$

$$4.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (8.29)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (8.30)$$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока является амперметр EQ 96 К с максимальной мощностью 0.5 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (8.31)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

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

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0.02 - 0.05 = 0.93 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (8.32)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 20}{0.93} = 0.65 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм², поэтому принимаем стандартное сечение жилы 2.5 мм².

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-35 прошел проверку.

На стороне 6 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ-10.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.33)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (8.34)$$

$$513 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (8.35)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T, \quad (8.36)$$

$$3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (8.37)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (8.38)$$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока является счетчик активной и реактивной энергии ЦЭ6850М с максимальной мощностью 0.22 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (8.39)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.22}{5^2} = 0.0088 \text{ Ом.}$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

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

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0.0088 - 0.05 = 0.94 \text{ Ом.}$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (8.40)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 20}{0.94} = 0.64 \text{ мм}^2.$$

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 прошел проверку.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока на отходящих линиях.

8.4 Выбор трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения выбираем по:

- номинальному напряжению:

$$U_{ср.ном} \leq U_{ном.тр} ; \quad (8.41)$$

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (8.42)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} . \quad (8.43)$$

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ-СЭЦ-35 с классом точности 0.5. В комплекте с ТН идет предохранитель ПКТ-101-35. К ТН подключается вольтметр Ц42704 с потребляемой мощностью 4 ВА.

Тогда:

$$4 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА} .$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ-СЭЦ-35 прошел проверку.

На стороне 6 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-6 с классом точности 0.2. В комплекте с ТН идет предохранитель ПКТ-101-6. К ТН подключается вольтметр Ц42704 и счетчики активной и реактивной электроэнергии с суммарной потребляемой мощностью 15,04 Вт и 7,4 вар.

Тогда:

$$16.76 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА} .$$

Выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 прошел проверку.

8.5 Выбор жестких шин

Выбираем жесткие шины по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_э}; \quad (8.44)$$

$$s = \frac{87}{1.3} = 67 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шину типа ОЖ-СЭЩ-35 с длительно допустимым током 630А.

Найдем минимально допустимое сечение шины по термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}; \quad (8.45)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{4.9} \cdot 10^3}{66} = 34 \text{ мм}^2.$$

Найдем максимальную силу, действующую на проводники при трехфазном КЗ:

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\partial}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p; \quad (8.46)$$

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1.09} \cdot 3.6 \cdot 13132^2 \cdot 1 \cdot 1 = 107 \text{ Н}.$$

Найдем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{\pi \cdot D^4 - d^4}{32D}; \quad (8.47)$$

$$W = \frac{\pi \cdot 8^4 - 6^4}{32 \cdot 8} = 34 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Определим максимальное напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}}{\lambda \cdot W}; \quad (8.48)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{107}{8 \cdot 34 \cdot 10^{-6}} = 0.38 \text{ МПа}$$

Определим момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{\pi \cdot D^4 - d^4}{64}. \quad (8.49)$$

$$J = \frac{\pi \cdot 8^4 - 6^4}{64} = 137 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (8.50)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3.6^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 137 \cdot 10^{-8}}{2.77}} = 23 \text{ Гц}.$$

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

8.6 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы необходимы для крепления шин. Выбираем изолятор типа ИОС-35-1000.

Опорные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам:

- номинальному напряжению;

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (8.51)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{\text{дон}}; \quad (8.52)$$

$$107 \text{ Н} < 1948 \text{ Н}.$$

где

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}; \quad (8.53)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 10000 \cdot \frac{0.5}{1.54} = 1948 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}; \quad (8.54)$$

$$H = 0.5 + 1 + \frac{0.08}{2} = 1.54.$$

8.7 Выбор гибких шин

Гибкие шины на напряжение 35 кВ выполняются стальноалюминиевыми проводами марки АС.

Найдем сечение проводов:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s}; \quad (8.55)$$

$$s = \frac{87}{1.3} = 67 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС-50/8 мм² с длительно допустимым током провода 210 А.

Найдем максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (8.56)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.48}} \right) = 35.6 \text{ кВ/м.}$$

Найдем напряженность около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (8.57)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 35}{0.48 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 50}{0.48}} = 12.2 \text{ кВ/м.}$$

Условие отсутствия короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (8.58)$$
$$13 \text{ кВ/м} < 32 \text{ кВ/м}.$$

Провод АС-50/8 прошел проверку.

8.8 Выбор ОПН

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН–РК-35/40.5-10-760.

9 Расчет заземления подстанции

Электрическое соединение точек сети или электрооборудования с заземляющим устройством осуществляется в целях обеспечения электробезопасности (защитное заземление) и надежной работы электроустановки, системы или оборудования (рабочее заземление) [21].

Характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения, которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта.

В качестве заземлителей выбираем металлический уголок 60х60х5 мм длиной 3 м каждый. Заземлители забиваются на глубину 0.5 м с шагом 9 м. Вертикальные заземлители соединяются стальной полосой толщиной 5 мм.

Найдем допустимое сопротивление заземляющего устройства (ЗУ):

$$R_{\text{доп}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{100} \cdot R_3; \quad (9.1)$$

$$R_{\text{доп}} = \frac{30}{100} \cdot 4 = 1.2 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление растекания вертикального заземлителя:

$$R_g = 0.298 \cdot \rho_{p.v.} \cdot \kappa_c; \quad (9.2)$$

$$R_g = 0.298 \cdot 45 \cdot 1.5 = 20.1 \text{ Ом.}$$

где

$$\rho_{p.v.} = \kappa_c \cdot \rho_{\text{грунт}}; \quad (9.3)$$

$$\rho_{p.v.} = 1.5 \cdot 30 = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Найдем общее количество вертикальных заземлителей:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_{дон}}; \quad (9.4)$$

$$n_g = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.2} = 38 \text{ шт}$$

Найдем длину горизонтального заземлителя:

$$l_2 = a \cdot n_g; \quad (9.5)$$

$$l_2 = 3.5 \cdot 38 = 133 \text{ м.}$$

Найдем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.z.}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}; \quad (9.6)$$

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot 75}{133} \cdot \lg \frac{2 \cdot 133^2}{0.04 \cdot 0.5} = 1.3 \text{ Ом.}$$

где

$$\rho_{p.z.} = \kappa_c \cdot \rho_{грунт}; \quad (9.7)$$

$$\rho_{p.z.} = 2.5 \cdot 30 = 75 \text{ Ом};$$

Найдем уточненное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_2' = \frac{R_2}{\eta_2}; \quad (9.8)$$

$$R_2' = \frac{1.3}{0.24} = 5.4 \text{ Ом};$$

Найдем уточненное сопротивление растеканию вертикальных заземлителей:

$$R'_e = \frac{R'_z \cdot R_{дон}}{R'_z - R_{дон}}; \quad (9.9)$$

$$R'_e = \frac{5.4 \cdot 1.2}{5.4 - 1.2} = 1.5 \text{ Ом.}$$

Найдем уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e}; \quad (9.10)$$

$$n_e = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.5} \approx 30 \text{ шт}$$

Окончательно принимаем 30 вертикальных заземлителей.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассчитана силовая электрическая нагрузка и нагрузка освещения механического производства ООО «Спецтрубопрокат». Суммарная расчётная нагрузка составила $S_p = 6268$ кВА.

Выбраны мощности цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности. Всего к установке на предприятии принято 12 КТП с силовыми трансформаторами мощностью от 160 до 400 кВА.

Определено рациональное напряжение питания предприятия и произведено технико-экономическое обоснование оптимальной номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП, в результате которого к установке приняты трансформаторы ТМН-4000/35/6.

Выбраны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия.

Рассчитаны токи короткого замыкания и выполнен выбор и произведена проверка электрооборудования ГПП.

Произведен расчет заземления подстанции.

Список использованных источников

1. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2016.
2. Сивков, А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2014 г. – М.: КРОНУС, 2014.
4. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов – Москва: Форум, 2014.
5. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
6. Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
7. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
8. Eminoglu, U. A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models / U. Eminoglu, M. H. Nocaoglu. - Elect. Power Syst. Res., vol. 76, pp. 106-114, 2015.
9. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
10. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.
11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.

12.Smajic, J. Numerical study of the core saturation influence on the winding losses of traction transformers / J. Smajic, G. D. Pino, C. Stemmler, W. Mönig, M. Carlen. - IEEE Trans. Magn., vol. 51, no. 3, pp. 1-4, 2015.

13.Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин - Москва: Форум, 2015.

14.Bijelic, I.B. Smart Municipal Energy Grid within Electricity Market / I.B. Bijelic, N. Rajakovic, N. Duic. - Proceedings of the 2nd South East European Conference on Sustainable Development of Energy Water and Environment Systems, 2016.

15.Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.

16.Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.

17.Meier, A. von. Electric power systems: a conceptual introduction / A. von Meier. – New Jersey: John Wiley & Sons, 2016.

18.Hase, Y. Handbook of Power System Engineering / Y. Hase. – England: John Wiley & Sons, 2011.

19.Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник / И. Н. Ковалев. - Москва : Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.

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