

Министерство науки и высшего образования Республики Казахстан

ВОСТОЧНО-КАЗАХСТАНСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Д. СЕРИКБАЕВА

«Школа архитектуры, строительства и энергетики»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

По дисциплине: «Проектирование систем электроснабжения»
Тема: «Завод по производству подъемно-транспортных машин»

Руководитель проекта Ст. преподаватель ШАСиЭ Асылжанова А.Б. _____ «_____» _____ 2025г.	Выполнил работу студент группы 22-ЭЛ-1 Кусов Д. А. Номер ID 108180 «_____» _____ 2025г.
--	--

Усть-Каменогорск
2025 г

ЗАДАНИЕ
на выполнение курсового проекта

Студенту Кусову Данилу Александровичу

Тема работы «Проектирование системы электроснабжения завода по производству подъемно-транспортных машин»

Срок сдачи законченной работы: 29.12.2025г.

Исходные данные к проекту: электрические нагрузки цеха, электрические нагрузки производства, план цеха, план завода

Перечень подлежащих разработке в курсовой работе вопросов или краткое содержание курсовой работы: расчет силовых нагрузок цеха, расчет освещения цеха, расчет нагрузки завода, выбор трансформаторных подстанций, выбор схемы электроснабжения завода, расчет компенсации реактивной мощности, расчет токов короткого замыкания и последующий выбор защитных аппаратов и проводниковой продукции.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Лист 1 План сварочного цеха
- Лист 2 План освещения сварочного цеха
- Лист 3 Генеральный план завода
- Лист 4 Освещение цеха в DIALux
- Лист 5 Освещение завода в DIALux
- Лист 6 Принципиальная электрическая схема электроснабжения цеха
- Лист 7 Принципиальная электрическая схема освещения цеха
- Лист 8 Принципиальная схема расположения ячеек КРУ
- Лист 9 Принципиальная схема электроснабжения завода

Дата выдачи задания: 06.09.2025г.

Руководитель работы старший преподаватель Асылжанова А.Б.

Задание принял к исполнению студент Кусов Д.А.

Срок окончания работы 28.12.2025г.

Дата 29.12.2025г.

Содержание

	Введение	4
1.	Исходные данные	5
2.	Технические обоснования проекта	8
3.	Обоснование схемы снабжения	10
4.	Расчет электрических нагрузок на 0,4 КВ	11
4.1.	Расчет электрических нагрузок сварочного	11
4.2.	Расчет осветительной нагрузки завода	16
4.3.	Расчет электрических нагрузок завода	20
5.	Расчет компенсации реактивной мощности	22
6.	Выбор места расположения главной понизительной подстанции	32
7.	Технико-экономический расчет по выбору системы электроснабжения	34
8.	Расчет токов короткого замыкания	48
9.	Выбор силовых кабелей напряжением 6кВ к узлам питания	58
10.	Выбор электрооборудования на стороне 110 кВ	61
11.	Выбор оборудования на стороне 6кВ	75
12.	Выбор оборудования ниже 1000 В	89
	Заключение	93
	Список использованной литературы	94

Введение

Проектирование систем электроснабжения является одной из ключевых задач в области энергетики. Системы электроснабжения обеспечивают надежное и эффективное распределение электрической энергии для различных потребителей, включая жилые, коммерческие и промышленные объекты. В условиях современного общества, где зависимость от электроэнергии постоянно возрастает, важность качественного проектирования таких систем становится особенно актуальной.

Целью курсового проекта по проектированию систем электроснабжения является разработка оптимальной схемы электроснабжения. В ходе выполнения проекта будут произведены различные методы расчета элементов системы электроснабжения, что включает в себя выбор и расчет силового электрооборудования, кабельных линий, защитных устройств и тд.

Правильно спроектированная система электроснабжения позволяет обеспечить бесперебойную работу всех потребителей электроэнергии, минимизировать затраты на эксплуатацию и избежать аварийных ситуаций.

Задачи и этапы выполнения курсового проекта

1. Сбор исходных данных:
 - Характеристика завода
 - Определение потребителей электроэнергии и их мощностей
2. Расчет электрических нагрузок:
 - Определение суммарной мощности потребителей
 - Расчет коэффициентов одновременности и спроса
3. Выбор и расчёт элементов системы:
 - Определение типа и сечения кабельных линий
 - Подбор трансформаторного оборудования
 - Расчет токов короткого замыкания
4. Проектирование схем защиты и автоматики:
 - Подбор защитных устройств (автоматических выключателей, предохранителей и т.д.)
 - Разработка схем электроснабжения

1. Исходные данные

Таблица 1.1

Выбор варианта завода или производства

Последняя цифра зачетной книжки	Номер плана завода	Наименование завода, производства
0	План 10	Производство подъемно-транспортных машин

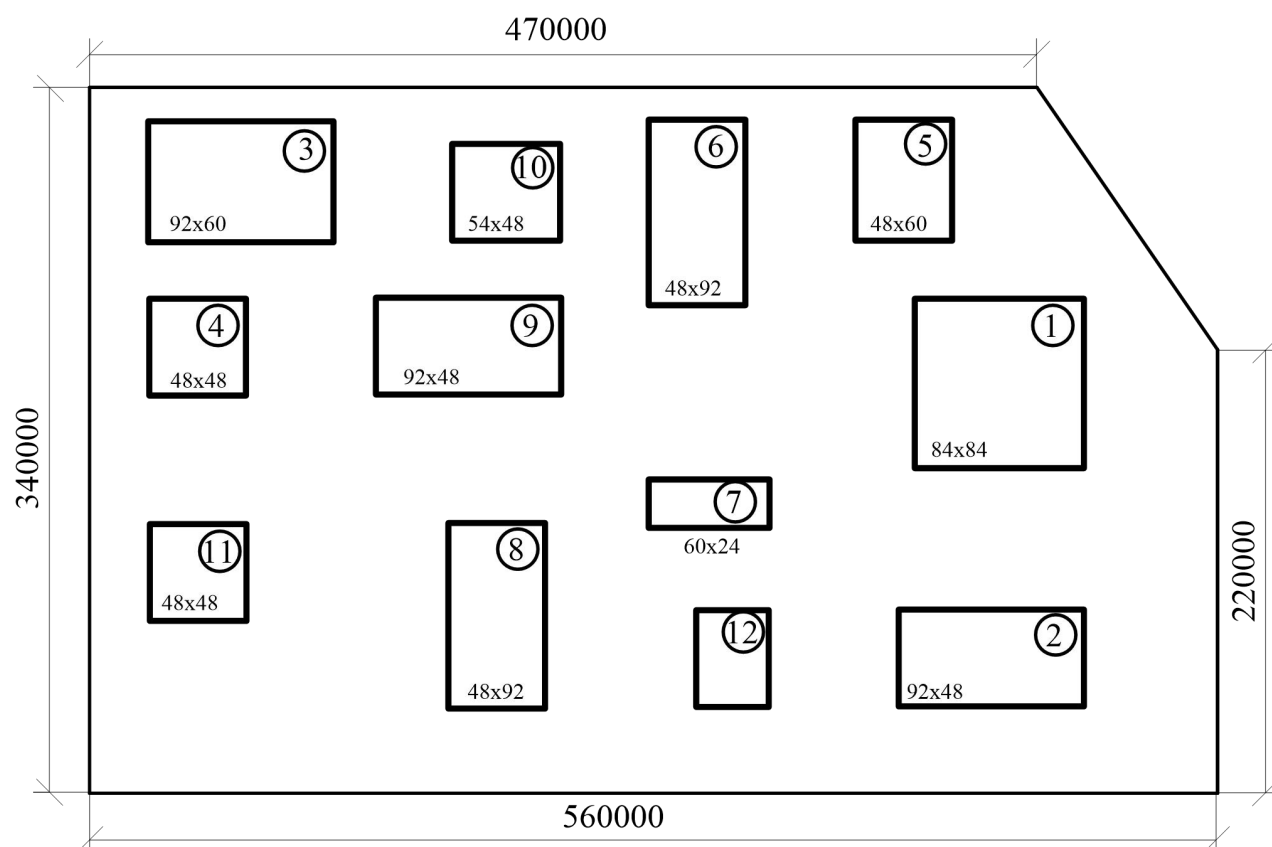


Рисунок 1.1 Производство подъемно-транспортных машин. План 10

Таблица 1.2

Выбор варианта цеха

№ цеха	8
Предпоследняя цифра зачетной книжки	8

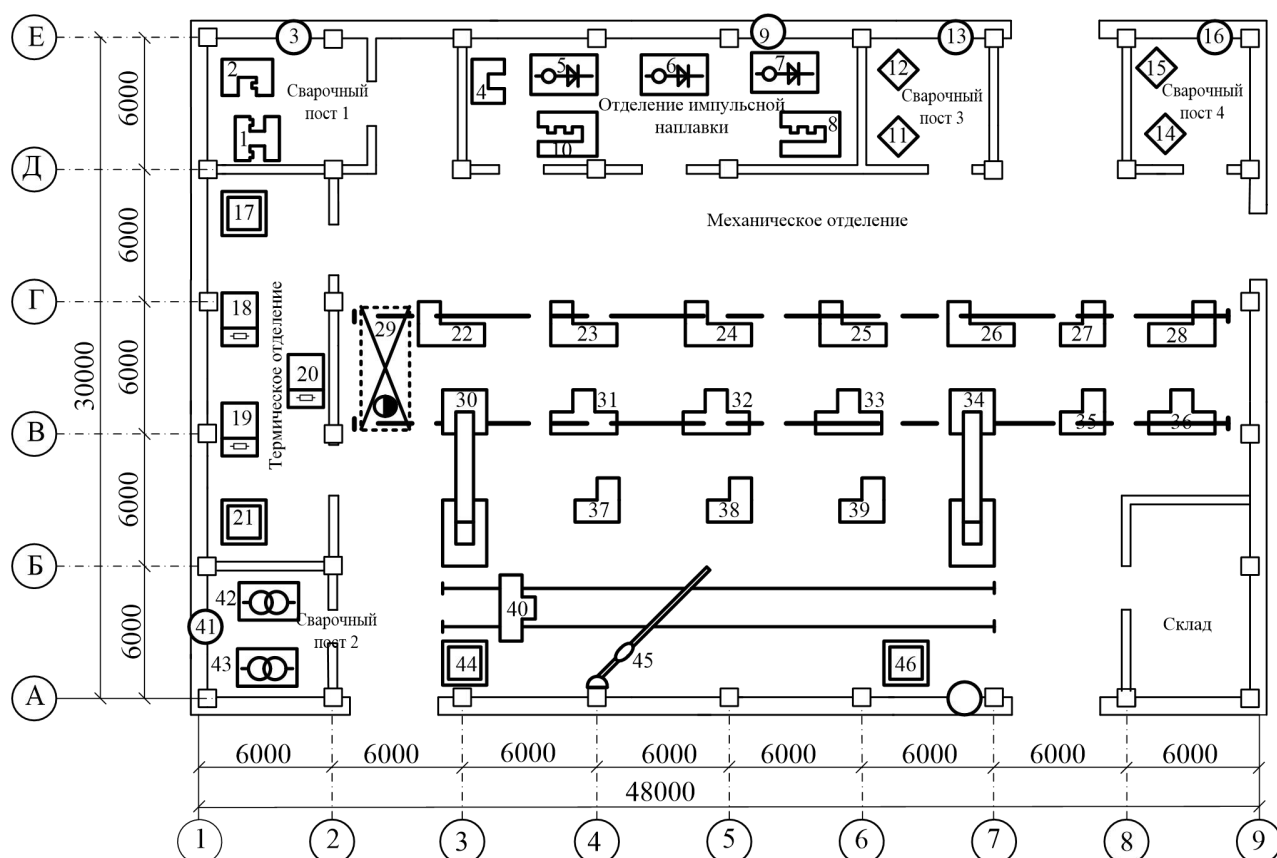


Рисунок 1.2 План расстановки электрооборудования сварочного цеха. Цех 8

Таблица 1.3

Электрические нагрузки производства подъемно-транспортных машин

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт				
			одного		суммарная		
			Рмин	Рмакс	номер варианта		
					1	2	3
1	Сборочный цех	80	5	75	1800	1980	2000
2	Склады	19	4	80	589	648	654
3	Цех сборки электрических машин	160	1,5	90	2740	3014	3044
4	Цех механического оборудования	67	4	36	1020	1122	1133
5	Кузнечный цех	80	8	70	2340	2574	2600
6	Литейный цех						
	а) силовая 0,4кВ	145	2	120	1730	1903	1922
	б) в/в ДСП-6 кВ	5			4x1600	4x2500	6x1600

Продолжение таблицы 1.3

7	Компрессорная						
	а) силовая 0,4кВ	28	0,8	16	200	244	222
	б) в/в СД-6 кВ				6x800	4x1000	4x1000
8	Цех наладки и автоматики	35	4	25	420	380	350
9	Термический цех	180	7	75	2400	2928	2667
10	Сварочный цех	84	4	60	940	1147	1044
11	Административно-бытовой корпус	47	1,5	24	380	464	422
12	Данные цеха по варианту						

Таблица 1.4

Электрические нагрузки сварочного участка

№ на плане	Наименование электроприемников	Вариант		
		1	2	3
		Номинальная мощность Р _{ном} , кВт		
1,4	Сварочные преобразователи	12	22	16
2	Сварочный полуавтомат	30	18	25
3,9,13,16,41	Вентиляционные установки	6	9	8,5
5-7	Сварочные выпрямители	8,8	12,2	7,2
8,10	Токарные станки импульсной наплавки	15,1	10,5	12,3
11,12,14,15	Сварочные агрегаты	6,5	8,1	10,4
17,21,44,46	Кондиционеры	16	12	24
18-20	Электропечи сопротивления	48	75	55
22-26,28	Слиткообдирочные станки	4,5	6,5	5,5
27,35, 37-39	Сверлильные станки	1,8	2,2	2,5
29	Кран-балка	12	10	15
30,34	Конвейеры ленточные	4,5	3	5
31-33,36	Обдирочно-шлифовальные станки	5	4	3
40	Сварочный стенд	11,2	8,7	9,8
42,43	Сварочные трансформаторы, кВА	28 кВА	32	22
45	Таль электрическая	2,5	3,5	4
Грунт – Песок с температурой +12 °С. Вспомогательные помещения двухэтажные высотой 4,0 м. Рабочих смен - 3				

2. Технические обоснования проекта

В качестве примера был выбран завод «Грузоподъем». Компания «Грузоподъем» - один из крупнейших краностроительных заводов России и лучший экспортер 2023 года в сфере промышленности Республики Татарстан.

Приоритетом предприятия является выпуск эргономичного и функционального оборудования. Основная специализация - производство кранов мостового и козлового типа. Ежегодно предприятие отгружает порядка 1000 кранов, а также другое подъемно-транспортное оборудование. Краностроительный завод расположен в г. Казани. Совокупная площадь цехов составляет 17 000 м². В течение 2024-ого года на заводе было изготовлено более 2 000 единиц разногабаритных изделий, не считая объема отгруженных строп. Из них порядка 1000 единиц составили краны мостовые, консольные и козловые. Численность работающих около 300 человек. В штате действуют две аттестованные лаборатории: неразрушающего и разрушающего контроля, отвечающие за проверку качества сырья на входном контроле и качество сварных соединений на готовых изделиях. Филиалы компании представлены в 7 городах России и в Казахстане.

Помимо крупного оборудования завод выпускает разнообразные грузозахватные приспособления: траверсы, захваты, стропы различных типов — текстильные, канатные и цепные, а также стальные канаты и такелажные изделия вроде скоб, рым-болтов, талрепов и блоков. В ассортимент входят тали, домкраты и другое подъемно-транспортное оборудование, востребованное как на производственных площадках, так и на складах.

Для складской логистики завод предлагает подъемники разных конструкций — гидравлические и электрические, а также тележки и штабелеры. Таким образом, продукция предприятия охватывает как тяжелое крановое оборудование для промышленности, так и широкий набор средств для перемещения грузов в цехах и на складах.

На предприятии осуществляется полный цикл работ: разработка проекта, изготовление оборудования, доставка, монтаж и сервисное обслуживание.

1. Проектирование — начинается с анализа потребностей заказчика и условий будущей эксплуатации. Инженеры разрабатывают проект крана или другого оборудования, рассчитывают грузоподъемность, пролет, высоту подъема и другие параметры. На этом этапе подбираются материалы и закладываются решения, обеспечивающие надежность и безопасность.

2. Изготовление — в производственных цехах изготавливаются металлоконструкции, производится сварка, обработка деталей, сборка узлов и механизмов. Каждая партия проходит контроль качества, в том числе неразрушающий и разрушающий контроль сварных швов, проверку точности геометрии и испытания готовых изделий.

3. Доставка — готовое оборудование упаковывается и транспортируется к месту эксплуатации. При перевозке учитываются габариты и масса изделий,

нередко используются специализированные платформы для перевозки негабаритных конструкций.

4. Монтаж и пусконаладка – на объекте заказчика специалисты компании выполняют монтаж металлоконструкций, установку кранового оборудования, подключение электрооборудования и систем управления. Проводятся испытания, проверяется работа механизмов и систем безопасности, после чего оборудование вводится в эксплуатацию.

5. Сервисное обслуживание – включает регулярный технический осмотр, замену изношенных деталей, регулировку механизмов, диагностику электрики и автоматики. При необходимости выполняется капитальный ремонт и модернизация, что продлевает срок службы оборудования и повышает его эффективность.

3. Обоснование схемы снабжения

Большинство электроприемников данного завода относится ко 2-ой категории электроснабжения. Следовательно, объект должен получать питание от двух независимых источников.

Для получения питания можно использовать ВЛ 110кВ от подстанции в Меновном.

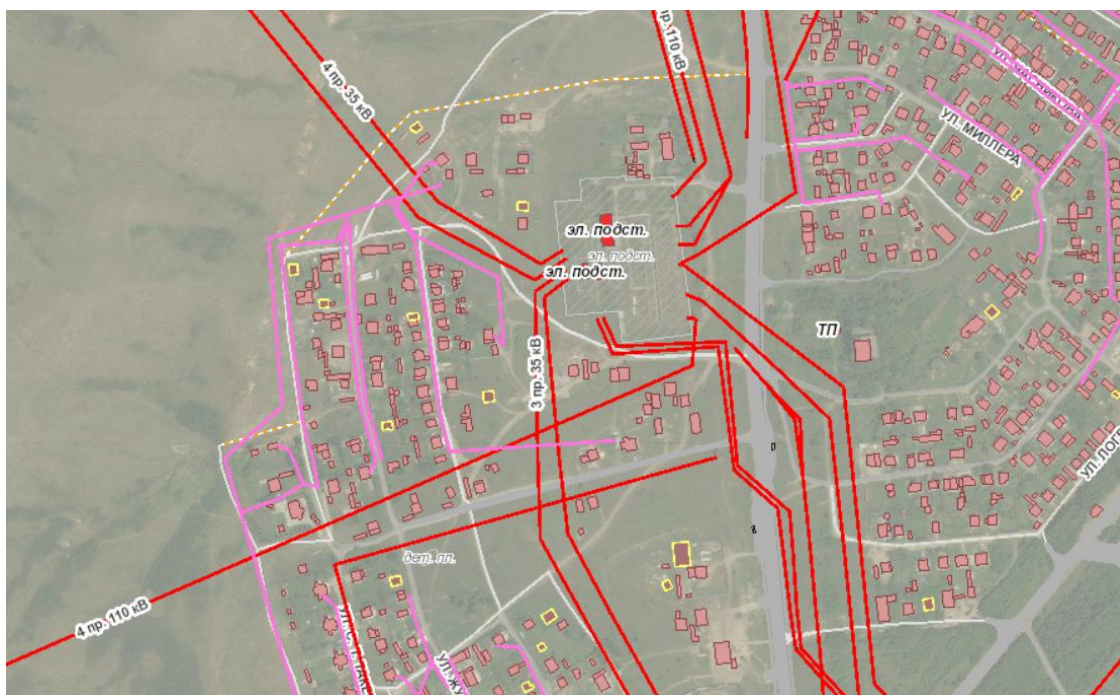


Рисунок 3.1 Карта линий

Электроснабжение завода осуществляется от ИП-110кВ по воздушным линиям. Все здания завода запитаны от двухтрансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с электрощитовой кабелями, проложенных в траншеях. Принятая схема электроснабжения является радиально-магистральной.

Распределительное устройство на стороне 6 кВ включает в себя ячейки комплектно распределительных устройств, с вакуумными выключателями. Схема главной понизительной подстанции включает в себя одну секционированную систему шин. В нормальном режиме секции работают раздельно.

Питание потребителей низкого напряжения осуществляется от шести двухтрансформаторных подстанций с силовыми трансформаторами марки ТМ, с номинальной мощностью 1000 кВА.

Потребители 0,4 кВ запитаны от электрощитовой кабелем ВВГнг проложенным в трубах и открыто по кабельным конструкциям.

4 Расчет электрических нагрузок на 0,4 КВ

По плану цеха, с учетом особенностей производства, категории надежности электроснабжения выполняется разбивка электроприемников по узлам питания.

В качестве узлов питания применяются силовые шкафы типа ЩСУ 400-400-4-30F1-УХЛЗ С0.

К ЩСУ первой группы подсоединяются сварочные полуавтоматы, преобразователи и выпрямители, вентиляционные установки, токарные станки импульсной наплавки и сварочные агрегаты. К выбранным узлам питания цеха присоединяются электроприемники. Способы прокладки проводов или кабелей определяются с учетом протяженности прокладываемых линий для снижения потерь электроэнергии и напряжения. В таблице расчета электрических нагрузок цеха суммарные нагрузки определяются по выбранным узлам.

Произведён пример расчета, методом расчетного коэффициента с использованием упорядоченных диаграмм, для одного узла питания ЩСУ-1, для электроприёмника в виде сварочного преобразователя.

4.1 Расчет электрических нагрузок сварочного цеха

4.1.1 Расчетная величина активной мощности сварочного преобразователя в промежуточном (среднесменном режиме) определяется по формуле:

$$P_{пр} = K_{и} \times P_{н} \quad (4.1)$$

где $K_{и}$ - коэффициент использования нагрузки, [1]

$P_{н}$ - номинальная или паспортная мощность электроприемника, кВт;

$$P_{пр} = 0,22 \times 44 = 9,68 \text{ кВт}$$

4.1.2 Расчетная величина реактивной мощности сварочного преобразователя в промежуточном режиме определяется по формуле:

$$Q_{пр} = K_{и} \times P_{н} \times \operatorname{tg} \varphi \quad (4.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - величина, определяемая по известному значению $\cos \varphi$ электроприемника, равного 0,5 [1].

$$Q_{пр} = 0,22 \times 44 \times 1,73 = 16,77 \text{ кВАр}$$

4.1.3 Величина, необходимая для определения эффективного числа электроприемников - $P_n^2 \times n$, рассчитывается для узла питания:

$$P_n^2 \times n = 2 \times 22^2 + 18^2 + 5 \times 9^2 + 3 \times 10,4^2 + 2 \times 11^2 + 4 \times 9,6^2 = 2632 \text{ кВт}$$

4.1.4 Установленная мощность или сумма номинальных мощностей электроприемников узла питания определяется по формуле:

$$P_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}} \quad (4.3)$$

$$P_{\text{уст}} = 2 \times 22 + 18 + 5 \times 9 + 3 \times 10,4 + 2 \times 11 + 4 \times 9,6 = 198,6 \text{ кВт}$$

Расчетные величины промежуточных активных мощностей определяются по формуле:

$$P_{\text{пр.шр}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}} \quad (4.4)$$

$$P_{\text{пр.шр}} = 9,68 + 4,5 + 31,5 + 7,8 + 4,84 + 9,22 = 67,54 \text{ кВт}$$

4.1.6 Расчетные величины промежуточных реактивных мощностей определяются по формуле:

$$Q_{\text{пр.шр}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}} \quad (4.5)$$

$$Q_{\text{пр.шр}} = 16,77 + 4,59 + 22,81 + 10,4 + 5,66 + 12,29 = 72,51 \text{ кВАр}$$

4.1.7 Коэффициент использования группы электроприемников итоговой нагрузки определяется по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}}{P_{\text{уст}}} \quad (4.6)$$

$$K_{\text{и}} = \frac{67,54}{198,6} = 0,34$$

4.1.8 Эффективное число электроприемников определяется по приближенной формуле для группы электроприемников в строке итоговой нагрузки по ИСЭУ:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{н}})^2}{\sum P_{\text{н}}^2 \times n} \quad (4.7)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{198,6^2}{2632} = 14,98$$

где $n = 15$ – фактическое число электроприёмников

4.1.9 По известному значению $n_{\text{э}}$ и $K_{\text{И}}$ из таблицы определяется коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{Р}}$

По нашим расчетам $K_{\text{Р}} = 1$

4.1.10 Расчетные активные мощности определяются по формуле, кВт:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{р}} \times P_{\text{пр}} \quad (4.8)$$

$$P_{\text{р}} = 1 \times 67,54 = 67,54 \text{ кВт}$$

4.1.11 Расчетные реактивные мощности определяется по упрощенным выражениям (4.9) и (4.10), кВАр

$$Q_{\text{р}} = 1,1 \times Q_{\text{пр}} \text{ если } n_{\text{э}} \leq 10 \quad (4.9)$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{пр}} \text{ если } n_{\text{э}} > 10 \quad (4.10)$$

так как $n_{\text{э}} = 15$, то $Q_{\text{р}} = 72,51 \text{ кВАр}$

4.1.12 Полная (кажущаяся) мощность определяется по формуле, кВА

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} \quad (4.11)$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{67,54^2 + 72,51^2} = 99,1 \text{ кВА}$$

4.1.13 Величина расчетного тока по полной мощности определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_{ном}} \quad (4.12)$$

$$I_p = \frac{140,6}{\sqrt{3} \times 0,38} = 150,6 \text{ А}$$

Расчет нагрузок для остальных узлов приведен в Приложении А

Расчет итоговой силовой нагрузки 0,4кВ по сварочному цеху

4.1.14 Эффективное число электроприёмников определяется по формуле:

$$n_э = \frac{2 \times \sum_{i=1}^n P_{уст}}{P_{ном.мах}} \quad (4.13)$$

$$n_э = \frac{2 \times 657,4}{75} = 17,53$$

где $P_{ном\ max}$ - максимальная номинальная мощность электроприёмника цеха, кВт

4.1.15 Расчетная активная мощность определяется по формуле (4.8):

$$P_p = 1 \times 313,9 = 313,9 \text{ кВт}$$

где $K_p = 1$ – расчетный коэффициент нагрузки.

4.1.16 Расчетная реактивная мощность рассчитывается:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{пр} \quad (4.14)$$

$$Q_p = 229 \text{ кВАр}$$

4.1.17 Расчетная полная мощность определяется по формуле (4.11):

$$S_p = \sqrt{312,9^2 + 229^2} = 388,6 \text{ кВА}$$

4.1.18 Величина расчетного тока по полной мощности определяется по формуле (4.12), А

$$I_p = \frac{388,6}{\sqrt{3} \times 0,38} = 590,4 \text{ А}$$

Расчет остальных электрических нагрузок приведены в Приложение А

В качестве ЩСУ-1 и ЩСУ-2 выбираем ЩСУ 400-400-4-30F1-УХЛ3 С0.



Рисунок 4.1.1 Вид ЩСУ снаружи

Щиты станции управления (ЩСУ) предназначены для ввода и распределения электрической энергии номинальным напряжением до 380 В переменного тока частотой 50 Гц, размещения блоков управления, предназначенных для коммутации силовых цепей электроприводов и защиты отходящих линий от коротких замыканий и перегрузки.

Размеры ячеек для нагрузки (ВхШхГ), мм : 2200х800х600

Размеры вводных и секционной ячеек (ВхШхГ), мм : 2200х600х600

Пример условного обозначения: ЩСУ 400-400-4-30F1-УХЛЗ С0. – щит станции управления, номинальный ток сборных шин 400 А, номинальное напряжение изоляции 400 В, номинальное импульсное выдерживаемое напряжение главной цепи 4 кВ, номинальный ударный ток сборных шин 30 кА, стационарного исполнения, климатическое исполнение УХЛЗ, сейсмостойкость ЩСУ по MSK С0.

В ЩСУ-1 в первой ячейке нагрузки будут присоединены сварочные преобразователи, сварочный полуавтомат, вентиляционные установки и токарные станки импульсной наплавки. А во второй сварочные выпрямители, сварочные агрегаты и щиты освещения.

В ЩСУ-2 в первой ячейке: кондиционеры, слиткообдирочные станки. А во второй: сверлильные станки, кран-балка, конвейеры ленточные, обдирочно-шлифовальные станки, сварочный стенд, сварочные трансформаторы, таль электрическая и щит аварийного освещения.

4.2 Расчет осветительной нагрузки завода

Расчет освещения проводится отдельно по каждому цеху методом удельной мощности на единицу площади. По типу технологического процесса и производственной среде выбирается значение минимальной требуемой освещенности, тип светильника и его исполнение по среде. Коэффициентом запаса учитывается дополнительный запас мощности на снижение освещенности в процессе длительной эксплуатации, тип источника света и расход мощности на его пускорегулирующую аппаратуру.

Ниже представлен пример расчета для сборочного цеха с указанием значений всех исходных данных и коэффициентов. Для остальных цехов (корпусов) расчеты сведены в Приложение Б.

4.2.1 Для сборочного цеха норма освещенности равна 150 лк. По специфике цеха для него предпочтителен светильник типа Профи Компакт 100 CRI70 5000K 120°

4.2.2 Установленная мощность освещения сборочного цеха, кВт

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{уд}} \times F \times 10^{-3} \quad (4.15)$$

где $P_{\text{уд}} = 1,4$ – удельная мощность освещения на единицу площади при освещенности 150 лк, Вт/м²,

$F = A \cdot B$, площадь помещения, м²

$A = 84$ – длина помещения, м,

$B = 84$ – ширина помещения, м,

$$P_{уст} = 1,4 \times 84 \times 84 \times 10^{-3} = 10 \text{ кВт}$$

4.2.3 Расчетная активная мощность освещения, кВт

$$P_p = K_z \times K_c \times P_{уст} \quad (4.16)$$

где $K_z = 1,5$ коэффициент запаса, учитывающий загрязнения среды

$K_c = 0,7$ коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1]

$$P_p = 1,5 \times 0,7 \times 10 = 10,5 \text{ кВт}$$

4.2.4 Расчетная реактивная мощность освещения, кВАр

$$Q_p = P_p \times \operatorname{tg} \varphi \quad (4.17)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - определяется по известному $\cos \varphi$, для компенсированных схем включения светильников с разрядными лампами принимать $\cos \varphi = 0,9$

$$Q_p = 10,5 \times 0,485 = 5,09 \text{ кВАр}$$

Расчет и выбор осветительных установок для других цехов завода осуществляется по вышеуказанному алгоритму, а результаты расчетов представлены в Приложение Б



Рисунок 4.2.1 Светильник Профи Компакт 100 CRI70 5000K

Серия подвесных светодиодных светильников для освещения:

- промышленных площадок и складов,
- торговых помещений,
- спортивных объектов,
- развлекательных центров и пр.

Светильники «Профи Компакт» имеют высокую световую эффективность (до 190 лм/Вт) и самую выгодную в линейке купольных светильников цену за люмен. Выполнены в экструдированном корпусе.

Данный светильник обладает световым потоком 17900лм, цветовой температурой 5000К и мощностью 100Вт.



Рисунок 4.2.2 Профи Нео Термал Плюс 50 М CRI70 3000К

Серия высокотемпературных светодиодных светильников для освещения:

- металлургических производств,
- ТЭЦ с паровыми котлами,
- горячих цехов пищевой промышленности,
- перерабатывающих предприятий,
- и прочих крупных объектов с высотой подвеса до 50 м.

Серия «Профи Нео Термал Плюс» создана специально для работы в экстремальных условиях – при температуре окружающей среды до $+80^{\circ}\text{C}$. Светильники имеют высокую световую отдачу, выполнены в литом корпусе с эффективным теплоотводом от светодиодов. Вторичная оптика в «Профи Нео Термал Плюс» не используется, т.к. при высоких эксплуатационных температурах пластиковый материал линзы может изменить свои свойства. Поэтому светодиодный модуль защищается только рассеивателем из прозрачного или матового закаленного стекла (это позволяет использовать светильники серии «Профи Нео Термал Плюс» в зонах разных классов пожароопасности).

Данный светильник обладает световым потоком 6710лм, цветовой температурой 3000К и мощностью 50Вт



Рисунок 4.2.3 Гроза 150 М v2 CRI70 5000K

Особенности светильников «Гроза М v2»:

- самая высокая световая отдача в семействе «Гроза» – до 185 лм/Вт;
- литой корпус с доступом в отсек коммутации без инструмента – удобное обслуживание светильника;
- улучшенный теплоотвод по сравнению с предыдущим поколением «Гроз М»;
- возможность горячей замены источника питания.

Данный светильник обладает световым потоком 26000лм, цветовой температурой 5000K и мощностью 150Вт

Освещение территории запитано от трансформаторной подстанции 6

4.3 Расчет электрических нагрузок завода

4.3.1 Для сборочного цеха по таблице в Приложении В коэффициент использования равен $k_{\text{и}} = 0,45$ и коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,72$ [15]

4.3.2 Определение активной мощности с учетом коэффициента использования по формуле

$$P_p = k_{\text{и}} \times P_{\text{уст}} \quad (4.18)$$

где $P_{\text{уст}}$ – общая установленная мощность цеха, кВт

$$P_p = 0,45 \times 1990 = 901,5 \text{ кВт}$$

4.3.3 Определение реактивной мощности по формуле, кВАр

$$Q_p = \operatorname{tg} \varphi \times P_p \quad (4.19)$$

$$Q_p = 0,96 \times 901,5 = 863,9 \text{ кВАр}$$

4.3.4 Эффективное число определяется по упрощенной формуле (4.13)

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \times 1990}{75} = 53$$

4.3.5 По эффективному числу приемников рассчитанному в пункте 4.3.4 и коэффициенту использования корпуса по графику определяется коэффициент расчетной нагрузки $k_p = 1$

4.3.6 Расчетные активные мощности определяются по формуле:

$$P_p = 1 \times 901,5 = 901,5 \text{ кВт}$$

4.3.7 Расчетные реактивные мощности определяется по упрощенным выражениям (4.9) и (4.10), кВАр

так как $n_{\text{э}} = 53$, то $Q_p = 863,9 \text{ кВАр}$

4.3.8 Полученные мощности суммируются с мощностями осветительных нагрузок корпуса, после чего определяется полная мощность по формуле (3.11)

$$S_p = \sqrt{901,5^2 + 863,9^2} = 1248,6 \text{ кВА}$$

4.3.9 Расчетный ток ремонтно-механического цеха определяется по формуле (3.12)

$$I_p = \frac{1248,6}{\sqrt{3} \times 0,38} = 1899,3 \text{ А}$$

Расчет электрических нагрузок других цехов производится в таком же порядке. Результаты расчетов отображены в Приложение В.

5 Расчет компенсации реактивной мощности

5.1 Определение оптимального числа цеховых трансформаторов

Оптимальное число цеховых трансформаторов с одинаковой мощностью предназначено для питания технологически связанных нагрузок с учётом целесообразной величины реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть, напряжением до 1 кВ.

Завод включает II и III категории потребителей как с высокотемпературной средой, так и с нормальными условиями в связи с чем в одной ТП устанавливается 2 трансформатора, а сама ТП располагается за пределами цеха или непосредственно в нем соответственно.



Рисунок 5.1.1 Трансформатор серии ТМ 1000/6(10)/0,4

Силовые масляные трансформаторы ТМ-1000 находят широкое применение в электросетях переменного тока, как в городских, так и в сельских районах, а также на промышленных предприятиях, в сфере городского электротранспорта и на железнодорожных подстанциях. Данное оборудование предназначено для работы в условиях умеренного и сурового климата.

Трансформатор ТМ-1000 может эксплуатироваться в умеренном и суровом климате при температурах от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (умеренный климат) и -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (суровый климат). Установка оборудования допускается на высоте не более 1000 метров над уровнем моря, в сейсмически спокойных зонах. Из-за высокой пожарной опасности, трансформаторы ТМ-1000 не могут эксплуатироваться в условиях повышенной пожаро- и взрывоопасности.

Относительная влажность воздуха не должна превышать 80% при температуре +25°C.

Активный элемент трансформатора ТМ-1000 представляет собой стальной магнитопровод (сердечник), собранный из нескольких слоев прочной холоднокатанной стали. Обмотки трансформатора ТМ-1000 изготовлены из толстой алюминиевой или медной проволоки. Сердечник с обмотками помещен в металлический бак, заполненный трансформаторным маслом. Бак имеет прямоугольную форму и весит около 3150 кг. Масса трансформаторного масла составляет 730 кг.

Для отвода тепла по стенкам бака установлены радиаторы. Чтобы предотвратить аварийный выброс масла, на крышке трансформатора ТМ-1000 предусмотрен расширительный бачок, служащий для компенсации перепада объема масла. На крышке бака смонтированы высоковольтные вводы, установленные на фарфоровых изоляторах.

5.1.1 Цеха группируются по ТП с типовой мощностью трансформаторов 1000 кВА и определяется минимальное экономически эффективное число трансформаторов:

$$N_{T \min} = \frac{P_p}{\beta_T \times S_{HT}} + \Delta N \quad (5.1)$$

где $P_p = 7699,34$ - расчётная активная нагрузка группы цехов

$\beta_T = 0,7$ - коэффициент загрузки масляного трансформатора, [1]

S_{HT} номинальная мощность трансформатора.

$$N_{T \min} = \frac{7699,34}{0,7 \times 1000} + 0,02 = 11 \text{ шт}$$

5.1.2 Определяется экономически оптимальное число трансформаторов

$$N_{Tэ} = N_{T \min} + m \quad (5.2)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, $m = f(N_{T \min}; \Delta N) m = 1$

$$N_{Tэ} = 11 + 1 = 12$$

Данное количество трансформаторов позволяет пропорционально распределить всю нагрузку завода, так что окончательное число трансформаторов равно 12.

5.1.3 Определение коэффициента загрузки без учета компенсации

$$k_3 = \frac{P_p}{N_T \times S_{HT}} \quad (5.3)$$

$$k_3 = \frac{7699,34}{12 \times 1000} = 0,64$$

Данное значение входит в пределы допустимой перегрузки для масляных трансформаторов $K_3 = 0,64 \leq 0,7$.

5.2 Расчет компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ

5.2.1 Определение наибольшей реактивной мощности, которая может быть передана через силовые трансформаторы

$$Q_T = \sqrt{(\beta_T \times N_{TЭ} \times S_{HT})^2 - P_p^2} \quad (5.4)$$

$$Q_T = \sqrt{(0,7 \times 12 \times 1000)^2 - 7699,34^2} = 3453,8 \text{ кВАр}$$

5.2.2 Определение суммарной реактивной мощности группы трансформаторов, которую необходимо скомпенсировать:

$$Q_{KH1} = Q_p - Q_T \quad (5.5)$$

где $Q_p = 7546,34$ - расчётная реактивная мощность группы цехов,
 Q_T - реактивная мощность, определенная по пункту 5.2.1, кВАр

$$Q_{HK1} = 7493,6 - 3453,8 = 4039,77 \text{ кВАр}$$

5.2.3 Определение дополнительной мощности компенсирующих устройств для снижения потерь в трансформаторах и сети 6-10 кВ:

$$Q_{HK2} = Q_p - Q_{HK1} - \gamma \times N_{TЭ} \times S_{HT} \quad (5.6)$$

где $\gamma = f(k_1; k_2)$

k_1 – коэффициент принадлежности к энергосистеме, равный 19 (2 рабочих смены, энергосистема Средней Азии). [1]

k_2 – коэффициент, зависящий от протяжённости кабельной линии и мощности трансформаторов, равный 2 (длина питающей линии до 0,5км, мощность трансформатора 1000кВА). Коэффициент $\gamma = f(19; 2) = 0,2$

$$Q_{нк2} = 7493,6 - 4039,77 - 0,2 \times 12 \times 1000 = 1217,33 \text{ кВАр}$$

5.2.4 Определение суммарной реактивной мощности:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} \quad (5.7)$$

$$Q_{нк} = 4039,77 + 1217,33 = 5257,1 \text{ кВАр}$$

Эта мощность распределяется пропорционально реактивным мощностям всех 6хТП-(2х1000).

5.3 Расчет и выбор компенсирующих устройств

Для ТП-1 (2х1000), которая питает склады, сборочный цех и компрессорную суммарная реактивная мощность равна $Q_p = 1191,4$ кВАр, а активная $P_p = 1250,7$ кВт. Расчет производится по следующему алгоритму.

5.3.1 Рассчитанная мощность распределяется между трансформаторами пропорционально их реактивным нагрузкам, согласно формуле:

$$Q_{ук} = \frac{Q_{нк} \times Q_{р \text{ тп}}}{Q_p} \quad (5.8)$$

Для ТП-1

$$Q_{ук} = \frac{5257,1 \times 1191,4}{7493,6} = 835,8 \text{ кВАр}$$

Расчет для остальных ТП производится аналогично формуле (5.8).

Для ТП-1 выбирается 3 конденсаторные установки: 2хУКМ63-0,4-400-50 УЗ с $Q = 400$ кВАр с количеством и мощность ступеней 8х50. Габаритные размеры (ДхШхВ), мм :600х475х1450. Таким образом $Q_{ку} = 800$ кВАр, что компенсирует реактивную мощность и повышает коэффициент мощности.



Рисунок 5.3.1 конденсаторная установка: УКМ63 0,4-0,69 (КРМ, УКМ58)

Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности типа КРМ-0,4кВ (УКМ 58) применяются для снижения потребления электроэнергии и повышения пропускной способности ЛЭП за счет оптимизации режимов работы электросетей в местах расположения нагрузок, а также для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей с автоматическим или ручным регулированием реактивной мощности силовых цепей с частотой 50 Гц.

Коррекция коэффициента мощности основана на применении конденсаторных установок с автоматическим переключением ступеней, включаемых параллельно с источником питания для исключения нежелательного влияния индуктивных нагрузок и доведения коэффициента мощности до величин, приближающихся к 100%. Среднесуточный $\cos \phi$ должен быть не ниже 0,95.

Таблица 5.3.1

Компенсирующие устройства по ТП

Номер ТП	Расчетная Q _р , кВАр	Тип и кол-во компенсир.устройств	Мощн. КУ, кВАр	Шаг регулирования	Габаритные размеры, мм (ДхШхВ)
ТП-1	1191,4	2хУКМ63-0,4-400-У3	800	8х50	600х475х1450
ТП-2	1264	2хУКМ63-0,4-450-У3	900	9х50	600х475х1850
ТП-3	1326,8	2хУКМ63-0,4-500-У3	1000	10х50	600х475х1450
ТП-4	1331,6	2хУКМ63-0,4-500-У3	1000	10х50	600х475х1450
ТП-5	1244,6	2хУКМ63-0,4-400-У3	800	8х50	600х475х1450
ТП-6	1135	2хУКМ63-0,4-400-У3	800	8х50	600х475х1450

5.3.2 Расчетная мощность после компенсации для ТП-1 определяется по формуле:

$$Q_{рк} = Q_{ртп} - n \times Q_{нук} \quad (5.9)$$

$$Q_{рк} = 1191,4 - 800 = 391,4 \text{ кВАр}$$

где n = 2 – количество компенсирующих устройств

5.3.3 Полная мощность после компенсации определяется по формуле:

$$S_{рк} = \sqrt{1250,7^2 + 391,4^2} = 1340,7 \text{ кВА} \quad (5.10)$$

5.3.4 Коэффициент загрузки трансформатора после компенсации определяется по формуле (5.3):

$$K_3 = \frac{1340,7}{2 \times 1000} = 0,7$$

Расчет для остальных ТП производится аналогично формулам (5.9 – 5.10)

5.4 Расчет потерь в цеховых трансформаторах

Таблица 5.4.1

Технические данные трансформатора 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} МВА	U _к %	P _{кз} кВт	P _{хх} кВт	I _х %
ТМ-1000/6(10)/0,4	1000	5,5	10,2	1,55	1,8

5.4.1 Определение потерь активной мощности трансформатора

$$\Delta P = n \times (\Delta P_{xx} + k_3^2 \times \Delta P_{кз}) \quad (5.11)$$

где n – количество трансформаторов

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора

$$\Delta P = 2 \times (1,55 + 0,7^2 \times 10,2) = 11,9 \text{ кВт}$$

5.4.2 Определение реактивных потерь холостого хода по формуле

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \times S_{\text{ном.тр}} \quad (5.12)$$

где I_{xx} – ток холостого хода, %

$S_{\text{ном тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА

$$\Delta Q_{xx} = \frac{1,8}{100} \times 1000 = 18 \text{ кВАр}$$

5.4.3 Определение реактивных потерь короткого замыкания по формуле

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кк}}{100} \times S_{\text{ном.тр}} \quad (5.13)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %

$$\Delta Q_{кз} = \frac{5,5}{100} \times 1000 = 55 \text{ кВАр}$$

5.4.5 Определение потерь реактивной мощности трансформатора:

$$\Delta Q_{см} = n \times (\Delta Q_{xx} + k_3^2 \times \Delta Q_{кз}) \quad (5.14)$$

где n – количество трансформаторов

ΔQ_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт

$\Delta Q_{см}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Q_{\text{см}} = 2 \times (18 + 0,7^2 \times 55) = 69,7 \text{ кВАр}$$

Так как на территории промышленного предприятия установлены однотипные трансформаторы, расчеты потерь для них будет производиться аналогично, а результаты расчетов сводятся в таблицу 5.4.2

Таблица 5.4.2

Потери мощности цеховых трансформаторов

№ подстанции	Кол-во тр-ров	Расчетные мощности				Потери расчетные	
		Р _р , кВт	Q _р , кВт	Sp, кВА	кз. р	Р _р , кВт	Q _р , квар
ТП-1	2	1250,70	401,39	1313,53	0,7	11,90	59,72
ТП-2	2	1245,55	404,03	1309,45	0,7	11,84	57,15
ТП-3	2	1305,52	416,81	1370,45	0,7	12,68	61,07
ТП-4	2	1241,36	401,61	1304,71	0,7	11,78	56,85
ТП-5	2	1376,67	444,58	1446,67	0,7	13,77	66,23
ТП-6	2	1237,30	385,15	1295,86	0,6	11,66	56,30

5.5 Расчет компенсации реактивной мощности в сетях выше 1кВ

Компенсация реактивной мощности в сетях выше 1 кВ рассчитывается исходя из баланса мощностей.

5.5.1 Некомпенсированная реактивная нагрузка для ЗРУ определяется по формуле:

$$Q_{\text{ЗРУ}} = \text{ТП}_1 + \text{ТП}_2 + \text{ТП}_3 + \text{ТП}_4 + \text{ТП}_5 + \text{ТП}_6 \quad (5.15)$$

$$Q_{3PY} = 461 + 461 + 478 + 458,5 + 511 + 441,4 = 2810,9 \text{ кВАр}$$

где $ТП_1, ТП_2, ТП_3, ТП_4, ТП_5$ и $ТП_6$ – реактивная мощность трансформаторные подстанции завода.

При расчетной реактивной мощности, полученной выше, $\cos \varphi = 0,94$, следовательно, компенсация для высокой стороны 6 кВ необходима.

5.5.2 Определение мощности компенсирующего устройства по формуле, кВАр:

$$Q_{ку} = P_p \times (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad (5.16)$$

где P_p – суммарная расчетная активная мощность цехов завода, кВт

$\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,35$ – тангенс нагрузки, определяемый как Q_p/P_p

$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,141$ – тангенс, определяемый по заданному косинусу, равному 0,99

$$Q_{ку} = 7703 \times (0,35 - 0,141) = 1630 \text{ кВАр}$$

Для ЗРУ выбирается компенсирующее устройство 2хУКЛ(П)56-6,3(10,5)-800У1, что позволяет повысить коэффициент мощности до 0,99.

Для ТП выбираем 2КТПН-ТК 1000/6/0,4 комплектные контейнерные трансформаторные подстанции тупиковые с кабельным вводом, коридорами обслуживания и утепленными стенами из сэндвич панелей. Мощностью 1000 кВА, с первичным напряжением 6 кВ и вторичным напряжением 0,4 кВ.

Оборудование комплектной двухтрансформаторной подстанции коридорного типа размещается в трех транспортных блоках:

- блок высокого напряжения РУВН;
- блок силовых трансформаторов БТ;
- блок низкого напряжения РУНН.

Подстанция КТПН имеет двери с каждой обслуживаемой стороны. Все двери подстанции снабжены внутренними реечными замками и петлями под навесной замок. Конструкция блоков РУВН, БТ и РУНН обеспечивает свободный доступ для обслуживания и ремонта электрооборудования высокого и низкого напряжения, а так же трансформаторов. Для вентиляции и охлаждения блоков трансформаторов в дверях имеются жалюзи, исключаяющие попадание осадков в корпус подстанции.

Ввод со стороны ВН - кабельный, вывод со стороны НН – кабельный. По индивидуальному заказу могут быть изготовлены с воздушным вводом.

Режим работы нейтрали трансформатора со стороны НН – глухозаземленная.

Габаритные размеры, мм (ДхГхВ): 4800х5600х2450



Рисунок 5.4.1 2КТПН-ТК 1000/6/0,4

Для установки выбранной комплектной трансформаторной подстанции типа 2КТПН габаритами 4800×5600×2450 мм предусматривается устройство монолитного железобетонного фундамента.

Основание выполняется в виде сплошной железобетонной плиты толщиной около 350 мм, уложенной на подготовленный слой из песка и щебня общей толщиной 300 мм (по 150 мм каждого материала с послойным уплотнением). Под плиту при необходимости укладывается гидроизоляция. Размеры фундамента принимаются немного больше габаритов подстанции — с выпуском по 100–150 мм с каждой стороны. Поверхность фундамента должна быть строго горизонтальной, отклонение не более 3 мм на метр длины. В теле плиты предусматриваются закладные детали или анкерные болты для крепления корпуса КТПН, а также выводы для подключения контура заземления. По периметру выполняется небольшой уклон для отвода дождевой воды.

6 Выбор места расположения главной понизительной подстанции

6.1 Определение координат центра электрических нагрузок

С целью определения места расположения главной понизительной подстанции предприятия определяются координаты активного и реактивного условного центра электрических нагрузок (УЦЭН).

6.1.1 Координаты центра активной нагрузки определяются по формуле:

$$x_a = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \times x_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (6.1)$$

$$x_a = 281$$

где $\sum P_{pi}$ – суммарная расчётная активная мощность i -го цеха,
 x_i – координата по оси абсцисс до центра i -го цеха по плану.

6.1.2 Координаты центра реактивной нагрузки определяются по формуле:

$$y_a = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \times y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (6.2)$$

$$y_a = 231$$

где y_i – координата по оси ординат до центра i -го цеха по плану.

По расчетам, приведенным выше, принимается центр электрических нагрузок (с учётом эллипса сдвига) ЦЭН ГПП - (281; 231).

6.2 Расчет картограммы завода

Приведен пример расчета для сборочного цеха.

6.2.1 Радиус окружности активной мощности определяется по формуле:

$$r_a = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \times m}} \quad (6.3)$$

$$r_a = \sqrt{\frac{901,5}{3.14 \times 1000}} = 16$$

где P_p – активная расчетная мощность цеха, Приложение Д
 $m = 1000$ – масштаб

6.2.2 Радиус окружности реактивной мощности определяется по формуле:

$$r_p = \sqrt{\frac{Q_p}{\pi \times m}} \quad (6.4)$$
$$r_p = \sqrt{\frac{863,88}{3.14 \times 1000}} = 15$$

где Q_p – реактивная расчетная мощность цеха, Приложение Д

6.2.3 Доля осветительной нагрузки определяется углом освещения и определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{P_{p.o}}{P_p} \times 360^\circ \quad (6.5)$$
$$a = \frac{10,5}{901,5} \times 360^\circ = 4$$

где $P_{p.o}$ – активная расчетная мощность осветительной нагрузки цеха, Приложение Д

Расчет картограммы остальных цехов завода ведётся аналогично формулам (6.3 – 6.5). Все расчет сведены в Приложение Д

Так как размещение главной понизительной подстанции (ГПП) внутри здания не представляется возможным по строительным и пожарно-техническим требованиям, а также с учётом обеспечения свободного доступа для обслуживания и подвоза силовых трансформаторов, было принято решение сместить ГПП на свободную площадку, расположенную в непосредственной близости от центра нагрузок.

Смещение выполнено таким образом, чтобы минимизировать протяжённость кабельных линий и сохранить рациональное распределение потерь напряжения по сети.

Расстояние от рассчитанного центра нагрузок до фактического расположения ГПП составляет не более 12 м, что является допустимым отклонением и не оказывает существенного влияния на баланс мощности и экономичность схемы электроснабжения.

7 Технико-экономический расчет по выбору системы электроснабжения

7.1 Выбор напряжения распределительной и питающей сетей

Определяем напряжение внешнего электроснабжения, используя ряд общих рекомендаций из опыта выполнения ТЭР в проектной практике.

Для предприятий большой мощности при передаваемой мощности 10-20 МВт экономические преимущества имеет напряжение 110 кВ, на котором можно и распределять электроэнергию к подстанциям 110/6 кВ с помощью магистралей глубокого ввода. В качестве источника питания выбираем подстанцию ПС-42, номер линии 153

7.2 Выбор трансформаторов ГПП

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия S_p с учетом проведенной компенсации реактивной мощности.

7.2.1 Если на ГПП устанавливается два трансформатора, то расчетная мощность каждого из них определяется по формуле:

$$S_{p.т.} = \frac{S_p}{N \times K_3} \quad (7.1)$$

где S_p – полная расчетная мощность данного завода,

N – количество трансформаторов на ГПП

K_3 – коэффициент загрузки

$$S_{p.т.} = \frac{20905,5}{2 \times 0,7} = 14932,5 \text{ кВА}$$

По найденной расчетной мощности выбираются трансформаторы с ближайшими стандартными значениями номинальных мощностей и рассчитывается коэффициент загрузки для двух вариантов.

Таблица 7.1

Паспортные данные трансформаторов ГПП 110/6 кВ

Тип трансформатора	$S_{ном}$	U_k	$P_{кз}$	$P_{хх}$	$I_{хх}$	цена
	МВА	%	кВт	кВт	%	тг.
ТДН-16000/110	16000	10,5	85	19	0,7	86320000
ТДН-10000/110	10000	10,5	60	14	0,7	54000000

7.2.2 Расчетный коэффициент загрузки трансформаторов по мощностям

$$K_{з.р} = \frac{S_p}{2 \times S_{н.т}} \quad (7.2)$$

Для ТДН-16000

$$K_{з.р} = \frac{20905,5}{2 \times 16000} = 0,65$$

Для ТДН-10000

$$K_{з.р} = \frac{20905,5}{2 \times 10000} = 1,04$$

Выбираем ТДН-16000

7.2.3 Определение реактивных потерь в трансформаторах ГПП:

$$Q_{кз} = \frac{U_{кз}}{100} \times S_{нт} \quad (7.3)$$

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \times S_{нт} \quad (7.4)$$

где $Q_{кз}$ и Q_{xx} – реактивные потери короткого замыкания и холостого хода

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора

$$Q_{кз} = \frac{10,5}{100} \times 16000 = 1680 \text{ кВар}$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \times 16000 = 112 \text{ кВар}$$

7.2.4 Определение расчетных активных, реактивных и полных потерь мощности

$$\Delta P = N \times (P_{xx} + K_3^2 \times P_{кз}) \quad (7.5)$$

$$\Delta Q = N \times (Q_{xx} + K_3^2 \times Q_{кз}) \quad (7.6)$$

где $P_{кз}$ и $P_{хх}$ – активные потери короткого замыкания и холостого хода
Потери активной мощности равны:

$$\Delta P = 2 \times (19 + 0,65^2 \times 85) = 109,8 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности равны:

$$\Delta Q = 2 \times (112 + 0,65^2 \times 1680) = 1643,6 \text{ кВт}$$

Таблица 7.2

Потери Трансформаторов

Тип Тр- ра	Мощность тр-ров S, кВА	Кол-во тр- ров	Рр кВт	Qр квар	Рр кВт
ТДН- 16000/110	16000	2	92,6	1279,3	92,6
ТРДН- 10000/110	10000	2	130,3	1930,8	130,3



Рисунок 7.1 ТДН 16000/110

Узел силового трансформатора состоит из фундамента трансформатора; порталов для крепления ошиновки, расположенных над фундаментом или рядом с ним; маслоборной ямы под трансформатором для предотвращения растекания пожароопасного трансформаторного масла при повреждении трансформатора, сопровождающемся в некоторых случаях пожаром;

фундаментных стоек под систему охлаждения, под шкафы цепей вторичных соединений и силовые шкафы системы циркуляции масла и охлаждения трансформатора. Фундамент выполнен из 8 сборных железобетонных плит типа НСП-1 серии 3.407.1-157. Под сборные железобетонные плиты устраивают искусственное основание из песка и щебня фракции 15—40 мм. Толщина битумированного слоя - 110 мм. Вверху насыпают вручную слой песка толщиной 25 см. Стяжка является дном маслосборной ямы, поэтому за пределами плит фундамента она выполняется с уклоном не менее $(3\pm 1)\%$ в сторону маслоприемника. В отверстия уложенных плит НСП вставляют анкерные болты. Анкерные болты заливают цементным раствором марки 150 и выверяют вдоль оси плиты по заранее натянутой струне. Рельсы нужно длиной 5000 мм укладывают на плиты. Маслосборные ямы под трансформаторами рассчитываются на полный объем масла - 8150 кг. Борты маслосборных ям выполняют из бетонных блоков. Маслосборную яму засыпают промытым гранитным щебнем или гравием фракции 40—70 мм слоем 250 мм. Отвод масла из ямы в сеть маслосточков осуществляется через маслоприемник, сечением больше маслоотводящей трубы в 3 раза. Цена за трансформатор указана без учета монтажных работ и вышеперечисленных коммуникаций.

Выбор реакторов для двух вариантов схем электроснабжения. Для первого варианта электроснабжения применяются сдвоенные реакторы, они должны быть рассчитаны на номинальный ток ЗРУ.

Ток ЗРУ определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{зру}}{\sqrt{3} * U} \quad (7.8)$$

$$I_p = \frac{18469}{\sqrt{3} * 6} = 1780 A$$

Выбираем реактор РБСДГ-6-2х1800-0,2, характеристики приведены в таблице 7.3

Для одинарного реактора

$$I_p = \frac{S_{дсп}}{\sqrt{3} * U} \quad (7.9)$$

$$I_p = \frac{2500}{\sqrt{3} * 6} = 240 A$$

Выбираем РТСТ-10(6)-400, характеристики данного реактора занесены в таблицу 7.3

Таблица 7.3

Характеристики выбранных реакторов

Тип	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Индуктивное сопротивление X, Ом
РТСТ-10(6)-400-0,45	6	400	0,45
РБСДГ-10(6)-2х1800-0,2	6	2х1800	0,2

Выбор трансформатора для ДСП печи производится с учетом мощности самой печи и номинального напряжения печи. Выбираем ЭТЦП-10000/10-УХЛ4.

Таблица 7.3

Характеристики выбранного трансформатора для дсп печей

Тип	Мощность, кВА	Номинальное напряжение, В		Масса, т	ДхШхВ, мм
		ВН	НН		
ЭТЦП-10000/10-УХЛ4	4000	6000	261-200	23,75	3156 x 2276 x 3129

Проверяем данный трансформатор на коэффициент загрузки:

$$k_z = \frac{S_p}{S_{тр.}} \quad (7.10)$$

$$k_z = \frac{2500}{4000} = 0,63$$

Данный трансформатор удовлетворяет условиям

Выбор печей производим исходя из номинальной мощности и напряжения печи. Выбираем печь

Выберем синхронные двигатели и запишем их характеристики. Данные двигатели должны иметь мощность 1000кВт

Таблица 7.4

Характеристики выбранных синхронных двигателей

Тип	Мощность, кВт	Ном. Напряжение, кВ	cosφ	КПД, %	X''d
СДН-16-31-6УЗ	1000	6	0,9	95,5	0,21

7.3 Варианты электроснабжения

Для технико-экономического сравнения намечаются и рассматриваются два варианта системы электроснабжения:

1) Вариант 1. Включает в себя установку двух двухобмоточных трансформаторов 110/6 на ГПП мощностью $S_{HT} = 16000$ кВА. И использование сдвоенных реакторов что позволяет получить две ЗРУ-6кВ. Высоковольтная нагрузка в виде синхронных двигателей питается от РП1 подключенная непосредственно к системе шин ЗРУ-6. Печи подключены к второй ЗРУ-6кВ Низковольтная нагрузка запитывается от шести трансформаторных подстанций.

2) Вариант 2. Отличается от первого тем, что мы не используем сдвоенный реактор и получаем только одну ЗРУ-6, а сами печи будут подключены напрямую к ЗРУ-6 с использованием одиночного реактора для каждой печи. Синхронные двигатели будут подключены напрямую к ЗРУ-6. Остальная распределительная сеть 6 кВ такая же как в первом варианте.

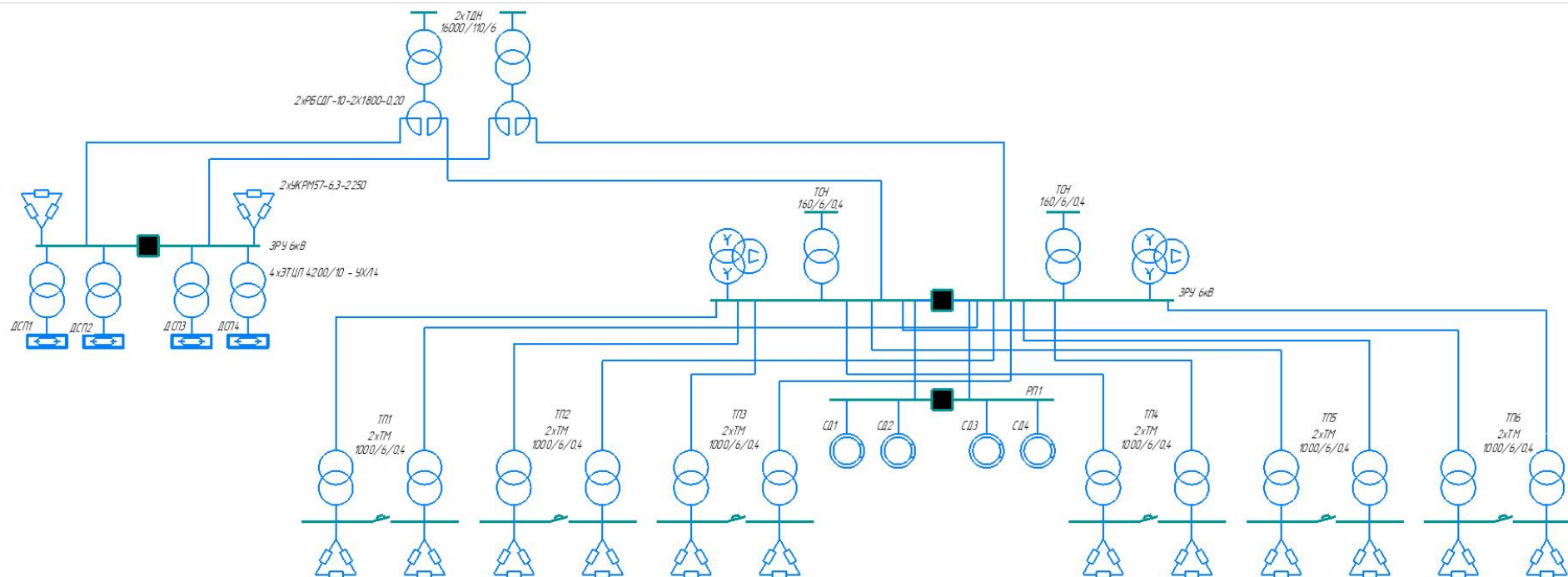


Рисунок 7.2 Вариант схемы №1

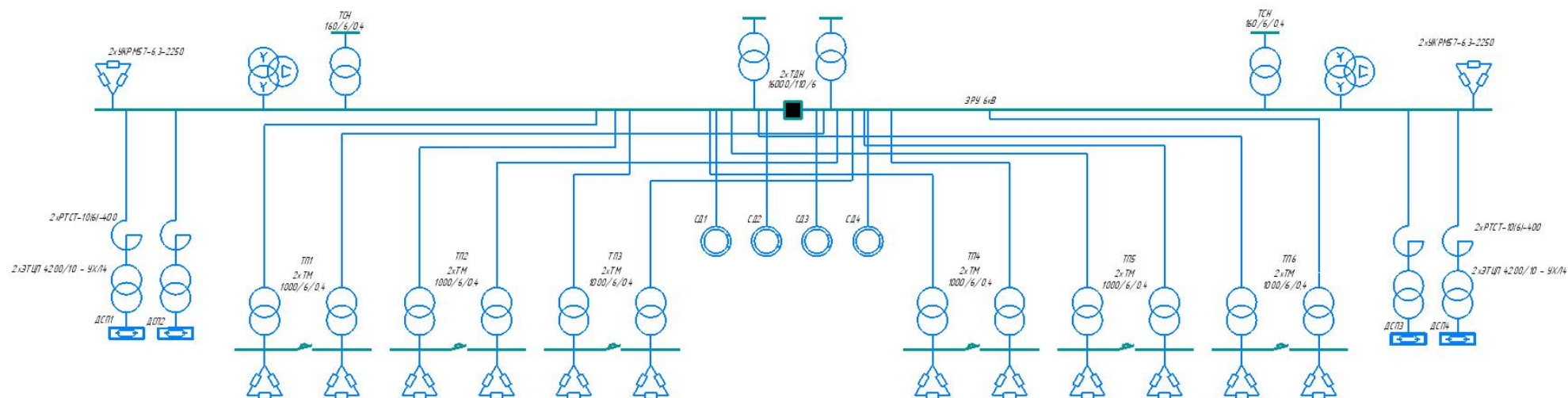


Рисунок 7.3 Вариант схемы №2

Таблица 7.5

Результирующие электрические нагрузки ГПП 110/6 кВ

Наименование узла	Кэф. реактивной мощности $\cos \varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформ. шт. кВА	Расчетный ток после аварии I_p А
		кВт	кВАр	кВА		
		P_p	Q_p	S_p		
ТП-1		1262,56	451,01	1340,69	2x1000	
ТП-2		1257,24	420,45	1325,68	2x1000	
ТП-3		1318,04	437,12	1388,63	2x1000	
ТП-4		1253,06	438,09	1327,44	2x1000	
ТП-5		1390,44	510,81	1481,30	2x1000	
ТП-6		1259,50	449,08	1337,17	2x1000	
ДСП-6кВ		7000,00	5775	9074,72	4x2500	
СД-6кВ		2800,00	0		4x1000	
ЗРУ-1-6 без компенсации	0,90	17540,8	8481,5	19483,79102		
Компенсация			-2700			
Итого ЗРУ-1-6	0,95	17540,8	5781,5	18469,102		1779,3
Потери в тр-рах ГПП		92,63	1279,2			
Итого	0,95	17633,4	7060,8	18994,5		99,81

Так как количества и мощности синхронных двигателей недостаточно, чтобы компенсировать реактивную мощность дуговых сталеплавильных печей, необходимо выбрать дополнительное компенсирующее устройство в виде конденсаторной установки, непосредственно на ЗРУ-6кВ устанавливается 2 компенсирующих устройства УКРМ57-6,3-1350(900+2x225) УЗ

Определение наибольшей реактивной мощности, которая может быть передана через силовые трансформаторы

$$Q_T = \sqrt{(\beta_T \times N_{ТЭ} \times S_{HT})^2 - P_p^2} \quad (7.8)$$

$$Q_T = \sqrt{(0,5 \times 4 \times 4000)^2 - 7000^2} = 3872 \text{ кВАр}$$

Определение суммарной реактивной мощности группы трансформаторов, которую необходимо скомпенсировать:

$$Q_{KH1} = Q_p - Q_T \quad (7.9)$$

где $Q_p = 8481$ - расчётная реактивная мощность на ЗРУ,
 Q_T - реактивная мощность, кВАр

$$Q_{HK1} = 8481 - 3872 = 4608 \text{ кВАр}$$

Определение дополнительной мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{HK2} = Q_p - Q_{HK1} - \gamma \times N_{ТЭ} \times S_{HT} \quad (7.10)$$

где $\gamma = f(k_1; k_2)$

k_1 – коэффициент принадлежности к энергосистеме, равный 19 (2 рабочих смены, энергосистема Средней Азии). [1]

k_2 – коэффициент, зависящий от протяжённости кабельной линии и мощности трансформаторов, равный 2 (длина питающей линии до 0,5км, мощность трансформатора 4000кВА). Коэффициент $\gamma = f(19; 2) = 0,2$

$$Q_{HK2} = 7000 - 4608 - 0,2 \times 4 \times 4000 = -808,5 \text{ кВАр}$$

Определение суммарной реактивной мощности:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2} \quad (7.11)$$

$$Q_{HK} = 4608 - 808,5 = 3800 \text{ кВАр}$$

Рассчитанная мощность распределяется между трансформаторами пропорционально их реактивным нагрузкам, согласно формуле:

$$Q_{ук} = \frac{Q_{нк} \times Q_{р дсп}}{Q_p} \quad (7.12)$$

Для ЗРУ

$$Q_{ук} = \frac{3800 \times 5775}{8481} = 2587 \text{ кВАр}$$

Расчетная мощность после компенсации для ЗРУ определяется по формуле:

$$Q_{рк} = Q_{рЗРУ} - n \times Q_{нук} \quad (7.13)$$

$$Q_{рк} = 8481 - 2700 = 5781 \text{ кВАр}$$

где $n = 2$ – количество компенсирующих устройств

5.3.3 Полная мощность после компенсации определяется по формуле:

$$S_{рк} = \sqrt{17540^2 + 5781^2} = 18469 \text{ кВА}$$

Таблица 7.6

Технические характеристики УКРМ57-6,3-1350

Тип установки	Ном. реактивная мощность, кВАр	Мощность ступени, кВАр	Номинальный ток одной фазы, А	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм
УКРМ57-6,3-1350	1350	900	165	3870	825	1830

Постоянная часть затрат рассчитана и показана в таблицах 7.7 и 7.8

Таблица 7.7

Посоная часть затрат ПС

Постоянная часть затрат ПС					
Наименование оборудования	Стоимость единицы, тыс. тенге	Первый вариант		Второй вариант	
		Кол-во	Общая стоимость, тыс. тенге	Кол-во	Общая стоимость, тыс. тенге
Транс.ТДН-16000/110/6	95555	2	191110	2	191110
Реакторы одинарные РТСТ-10(6)-400	2900	-	-	4	11600
Реакторы РБСДГ-10-2Х1800-0,20	21000	2	42000	-	-
Трансформатор ЭТЦП	58000	4	232000	4	232000
НТМК-6-48	272	2	544	2	544
ТСН 160 6/0,4	802	2	1604	2	1604
УКРМ57-6,3-1800(1350+2*225) УЗ	12000	2	24000	-	-
УКРМ57-6,3-1350(900+2*225) УЗ	10000			2	20000
Кап. затраты K_s			472788		438388

Таблица 7.8

Постоянная часть затрат

Наименование оборудования	Стоимость за единицу (метр кабеля), тыс. тенге	Первый вариант		Второй вариант	
		Кол-во	Общая стоимость, тыс.тенге	Кол-во	Общая стоимость, тыс. тенге
Ячейки КРУ	2300	33	75900	27	62100
От ЗРУ 1 до ТП1	1,96	460	901,6	460	901,6
От ЗРУ 1 до ТП2	1,96	96	188,16	96	188,16
От ЗРУ 1 до ТП3	1,96	446	874,16	446	874,16
От ЗРУ 1 до ТП4	1,96	258	505,68	258	505,68
От ЗРУ 1 до ТП5	1,96	410	803,6	410	803,6
От ЗРУ 1 до ТП6	1,96	52	101,92	52	101,92
От ЗРУ 1 до РП-1	4,3	280	1204	-	-
От ЗРУ 1 до ДСП	4,3	88	378,4	-	-
От РП-1 до СД	2,2	72	158,4	-	-
От ЗРУ-1 до одинарного реактора	4,3	-	-	76	326,8
От ЗРУ-1 до СД	2,2	-	-	548	1205,6
Кап. затраты K_s			81015,92		67007,52

7.4.1 Стоимость отчислений на амортизацию и обслуживание по вариантам определяется по формуле:

$$C_A = \frac{p_a + p_0}{100} \times \sum K \quad (7.7)$$

$$C_{A1} = \frac{5 + 9.4}{100} \times 553803,9 = 79747,7 \text{ тыс.тг}$$

$$C_{A2} = \frac{5 + 9.4}{100} \times 505395,5 = 72776,9 \text{ тыс.тг}$$

где $p_0 = 9,4\%$ – норма отчислений на обслуживание, [8],
 $p_a = 5,0\%$ – норма амортизационных отчислений, [8].

7.4.2 Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\Pi} = \frac{\Delta W \times \beta}{1000} \quad (7.8)$$

где $\beta = 38$ – стоимость одного киловатт-часа электроэнергии для юридических лиц, тенге:

$$C_{\Pi1} = \frac{688544 \times 38}{1000} = 26164 \text{ тыс.тг}$$

7.4.3. Расчет приведенных минимальных затрат по вариантам

$$Z_{1,2} = (P_H \times K_z) + C_A + C_{\Pi} \quad (7.9)$$

$$Z_1 = (0,125 \times 572273,9) + 82407,4 + 26164 = 180105,6 \text{ тыс.т}$$

$$Z_2 = (0,125 \times 527865,5) + 76012,6 + 26164 = 168159,8 \text{ тыс.т}$$

Приведенные затраты второго варианта ниже первого, поэтому выбирается второй вариант системы электроснабжения.

8 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов К.З. необходим для выбора и проверки коммутационных аппаратов по отключающей способности, на динамическую и термическую стойкость, на стойкость к токам К.З. кабельных линий и измерительных трансформаторов, для расчета токов срабатывания и коэффициентов чувствительности релейной защиты.

При расчете токов К.З. на напряжении выше 1000В было соблюдено следующее: - все источники, участвующие в подпитке места К.З. работают одновременно и с номинальной нагрузкой, все синхронные машины работают с АРВ и форсировкой возбуждения, при расчете токов К.З. учитывают влияние синхронных электродвигателей.

В системе электроснабжения завода 5имеются 4 синхронных двигателя мощностью 1000 кВт.

Для вычисления токов короткого замыкания составлена расчетная схема, показанная на рисунке 8.1 и однолинейная схема замещения, показанная на рисунке 8.2, соответствующая нормальному режиму работы системы электроснабжения.

Расчет выполнен в относительных единицах на высоком напряжении – 6 и 110 кВ и в именованных на низком напряжении 0,4 кВ.

Токи короткого замыкания рассчитаны как от системы неограниченной мощности.

Так как ГПП является тупиковой ПС, расчет выполнен как для радиальной схемы. Также для каждого элемента схемы замещения определены индуктивные и активные сопротивления.

Все полученные расчетные значения токов короткого замыкания отображены в таблице 8.1.

Для расчета токов КЗ задаются базисные условия $S_6 = 1000 \text{ МВА}$, $U_{61} = U_{cp1} = 115 \text{ кВ}$, $U_{62} = U_{cp2} = 6,3 \text{ кВ}$.

Базисный ток определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} \quad (8.1)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,026 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,7 \text{ кА}$$

Составим схему замещения:

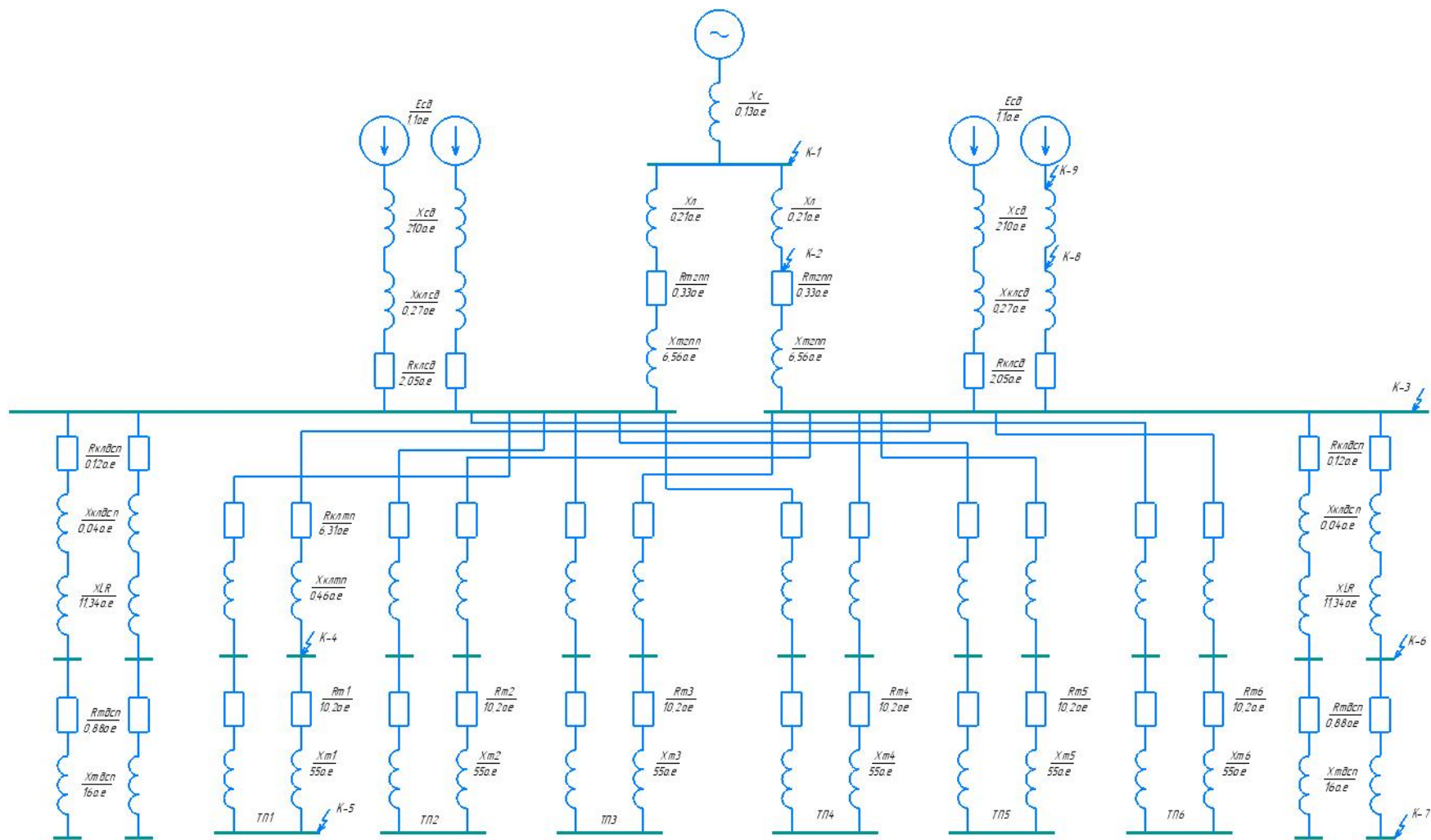


Рисунок 8.1 Схема замещения энергоснабжения

8.1 Расчет токов короткого замыкания в точке К-1

Данная точка короткого замыкания располагается на шине системы.

8.1.1 Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.отк}} \cdot U_6} \quad (8.2)$$

$$X_C = \frac{1000}{1,73 \cdot 40 \cdot 115} = 0,13 \text{ о. е}$$

8.1.2 Сопротивление линии определяется по формуле:

$$X_{\text{л1}} = L \times X_0 \times \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (8.3)$$

$$X_{\text{л1}} = 6,2 \times 0,45 \times \frac{1000}{115^2} = 0,21 \text{ о. е}$$

где $L = 6,2$ длина линии, км

$X_0 = 0,45$ – удельное сопротивление воздушной линии, Ом/км

8.1.3 Индуктивное и активное сопротивления трансформатора ГПП определяются по формулам:

$$X_{\text{тгпп}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \times \frac{S_6}{S_{\text{нт}}} \quad (8.4)$$

$$X_{\text{тгпп}} = \frac{10,5}{100} \times \frac{1000}{16} = 6,56$$

$$R_{\text{тгпп}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нт}}} \times \frac{S_6}{S_{\text{нт}}} \quad (8.5)$$

$$R_{\text{тгпп}} = \frac{0,085}{16} \times \frac{1000}{16} = 0,33$$

$$X_{\text{LR}} = X_{\text{ном}} \times \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (8.6)$$

$$X_{LR}=0,45 \times \frac{1000}{6,3^2}=11,34 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельной линии ТП определяется:

$$X_{кл1}=L \times X_0 \times \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (8.7)$$

$$X_{кл1}=0,202 \times 0,091 \times \frac{1000}{6,3^2}=0,46 \text{ о.е.}$$

Для остальных КЛ сопротивление находится аналогично

Сопротивление синхронного двигателя:

$$X_{сд} = X_{*d} \times \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (8.8)$$

$$X_{сд} = 0,21 \times \frac{1000}{1} = 210 \text{ о.е.}$$

8.1.4 Значения периодической составляющей тока К.З. определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{I_6}{X_{рез}} \quad (8.9)$$

$$I_{по1} = \frac{5,026}{0,13} = 40 \text{ кА}$$

где X_c – результирующее сопротивление до точки К-1 по формуле:

$$X_{рез1} = \sum_{i=1}^n X_i \quad (8.10)$$

$$X_{рез1} = 0,13$$

где $\sum_{i=1}^n X_i$ – суммарное сопротивление до точки КЗ

8.1.5 Значение ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{по} \quad (8.11)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 40 = 91 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,608$ – ударный коэффициент

8.1.6 Действующее значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_y = I_{\text{по}} \times \sqrt{1 + 2 \times (K_y - 1)^2} \quad (8.12)$$

$$I_{y1} = 40 \times \sqrt{1 + 2 \times (1,608 - 1)^2} = 52,8 \text{ кА}$$

8.1.7 Начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{\text{ao}} = \sqrt{2} \times I_{\text{по}} \quad (8.13)$$

$$i_{\text{ao1}} = \sqrt{2} \times 40 = 56,6 \text{ кА}$$

8.1.8 Мощность тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$S_1'' = \frac{S_6}{X_{\text{рез}}} \quad (8.14)$$

$$S_1'' = \frac{1000}{0,13} = 7958 \text{ МВА}$$

Расчет токов коротких замыканий в точках К-2, К-6, К-7, К-8 и К-9 производится соответствующим образом, указанном выше. Результат представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Результаты расчета точек КЗ

К-1	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5	К-6	К-7	К-8	К-9
Хрез	0,13	0,3	6,9	7,4	-	18,3	34,3	7,2	217,17
Zрез	-	-	-	-	0,031	-	-	-	-
Ипо	40	14,9	14,5	13,6	7,6	5,0	2,7	12,8	0,4
Iy	91,0	34,0	40,3	38,4	12,1	11,4	6,1	29,1	1,0
Iy.д	52,8	19,7	19,1	18,0	7,7	6,6	3,5	16,9	0,6
iao	56,6	21,1	20,5	19,3	10,7	7,1	3,8	18,1	0,6
S"	7958	2970,7	144,9	135,8	32668,5	54,7	29,2	139,4	4,6

8.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К-3

Данная точка короткого замыкания располагается на шинах ЗРУ-10кВ.

Так как секционный выключатель разомкнут, следовательно, в расчетах используется ветвь, на которой происходит короткое замыкание.

8.2.1 Результирующее сопротивление до точки К-3 определяется по формуле (8.7):

$$X_{рез3} = 0,13 + 0,21 + 6,56 = 6,9 \text{ о.е.}$$

8.2.2 Значения периодической составляющей тока К.З. от системы определяется по формуле (8.6):

$$I_{пос} = \frac{91,75}{6,9} = 13,3 \text{ кА}$$

8.2.3 Ток подпитки от высоковольтных двигателей определяется по формуле:

$$I_{под} = \frac{E_d}{X_d} \times \sum I_{нд} \quad (8.15)$$

$$I_{под} = \frac{1,1}{0,21} \times 0,22 = 1,18 \text{ кА}$$

где $E_{\phi} = 1,1$ – ЭДС синхронных двигателей

$X_d'' = 0,21$ – сверхпереходное сопротивление синхронных двигателей

$\sum I_{нд}$ – суммарный номинальный ток двигателей по формуле (7.14):

$$\sum I_{нд} = N \times \frac{P_{нд}}{\sqrt{3} \times U_{нд} \times \cos \phi_{нд} \times \eta_{нд}} \quad (8.16)$$

$$\sum I_{нсд2} = 2 \times \frac{1000}{1,73 \times 6 \times 0,9 \times 0,955} = 0,22 \text{ кА}$$

где N – количество двигателей на одной секции шин, шт

$P_{нд}$ – номинальная мощность двигателей, кВт

$U_{нд}$ – номинальное напряжение двигателей, кВ

$\cos \phi_{нд}$ – коэффициент мощности двигателей

$\eta_{нд}$ – номинальный КПД электродвигателей, %

8.2.4 Значения периодической составляющей тока К.З. с учетом тока подпитки от синхронных электродвигателей определяется по формуле:

$$I_{поз} = I_{пос} + I_{посд} \quad (8.17)$$

$$I_{поз} = 13,3 + 1,18 = 14,5 \text{ кА}$$

8.2.5 Значение ударного тока с учетом токов подпитки от синхронных электродвигателей определяется по формуле:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \times (K_y \times I_{пос} + K_{пус} \times I_{нсд}) \quad (8.18)$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot (1,608 \times 13,3 + 6 \times 0,22) = 40,3 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,608$ – ударный коэффициент

$K_{пус} = 6$ – кратность пускового тока электродвигателей

8.2.6 Действующее значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле (8.9):

$$I_{y2} = 14,5 \times \sqrt{1 + 2 \times (1,608 - 1)^2} = 19,1 \text{ кА}$$

8.2.7 Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле (8.10):

$$i_{a02} = \sqrt{2} \times 14,5 = 20,5 \text{ кА}$$

8.2.8 Мощность тока короткого замыкания определяется по формуле (8.11):

$$S_4'' = \frac{1000}{6,9} = 144,9 \text{ МВА}$$

Расчет для точки К-4 производится аналогично точке К-3.

8.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К-5

Данная точка короткого замыкания располагается в ТП-1 на стороне низкого напряжения (0,4кВ).

Сопротивление первичных обмоток трансформаторов тока, сопротивление шин, болтовых соединений, контактов рубильников, автоматов, переходные сопротивление дуги, согласно руководящих указаний по силовому оборудованию, если эти сопротивления не известны, учитываются совокупно $R_k = 15 \text{ мОм}$ активного сопротивления при расчете токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ.

8.3.1 Для расчета тока КЗ в точке К-5 необходимо перевести результирующие сопротивления предыдущей ступени К.З. в именованные единицы по формулам:

$$X = X_* \times \frac{U_{\text{ст.к}}^2}{S_6} \quad (8.19)$$

$$X_{\text{рез4}} = 7,4 \times \frac{0,4^2}{1000} = 0,0012 \text{ Ом}$$

$$R = R_* \times \frac{U_{\text{ст.к}}^2}{S_6} \quad (8.20)$$

$$R_{\text{рез4}} = 6,64 \times \frac{0,4^2}{1000} = 0,001 \text{ Ом}$$

где $U_{\text{ст.к}} = 0,4$ – средненоминальное напряжение ступени К.З., кВ

8.3.2 Активное сопротивление трансформатора ТП-1 в именованных единицах определяется по формуле:

$$R_{T6} = R_* \times \frac{U_{CT.K}^2}{S_6} \quad (8.21)$$

$$R_{T1} = 10,2 \times \frac{0,4^2}{1000} = 0,002 \text{ Ом}$$

8.3.3 Индуктивное сопротивление трансформатора ТП-1 в именованных единицах определяется по формуле:

$$X_{T6} = X_* \times \frac{U_{CT.K}^2}{S_6} \quad (8.22)$$

$$X_{T6} = 55 \times \frac{0,4^2}{1000} = 0,01 \text{ Ом}$$

8.3.4 Результирующее индуктивное сопротивление в точке К-5 определяется по формуле (8.7):

$$X_{рез6} = 0,0012 + 0,01 = 0,012 \text{ Ом}$$

8.3.5 Результирующее активное сопротивление в точке К-6 определяется по формуле (8.19):

$$R_{рез6} = 0,001 + 0,002 + 0,015 = 0,018 \text{ Ом}$$

8.3.6 Полное сопротивление в точке К-5 определяется по формуле:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{0,012^2 + 0,018^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

8.3.7 Значения периодической составляющей тока К.З. определяется по формуле:

$$I_{по5} = \frac{U_{CT.K}}{\sqrt{3} \times Z_{\Pi}} \quad (8.23)$$

$$I_{по6} = \frac{0,4}{1,73 \times 1,13} = 11,4 \text{ кА}$$

8.3.8 Значение ударного коэффициента определяется по формуле:

$$K_y = 1,02 + e^{-3 \cdot R_{рез} / X_{рез}} \quad (8.24)$$

$$K_y = 1,02 + e^{-3 \cdot 0,018 / 0,01} = 1,13$$

8.3.9 Значение ударного тока определяется по формуле (8.8):

$$i_{y6} = \sqrt{2} \times 11,4 \times 1,13 = 18,2 \text{ кА}$$

8.3.10 Действующее значение ударного тока короткого замыкания определяется по формуле (8.9):

$$I_{y6} = 11,4 \times \sqrt{1 + 2 \times (1,13 - 1)^2} = 11,6 \text{ кА}$$

8.3.11 Начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле (8.10):

$$i_{ao6} = \sqrt{2} \times 11,4 = 16,1 \text{ кА}$$

8.3.12 Мощность тока короткого замыкания определяется по формуле (8.11):

$$S_5^{//} = \frac{100}{0,02} = 5000 \text{ МВА}$$

9 Выбор силовых кабелей напряжением 6кВ к узлам питания

В качестве примера производится выбор силового кабеля для ТП-1.

Максимальный расчетный ток нормального режима определяется по формуле (10.6):

$$I_p = \frac{1340}{1.73 \times 6} = 64,58 \text{ A} \quad (9.1)$$

Сечение кабеля по допустимому току выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_t \times K_{\Pi} \times K_{\PiВ}} \quad (9.2)$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{64,58}{1 \times 0.92 \times 1} = 70,2 \text{ A}$$

где $K_t = 1$ – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды

$K_{\Pi} = 0.92$ – коэффициент, учитывающий количество рядом лежащих кабелей

$K_{\PiВ} = 1$ – коэффициент, учитывающий режим работы приемника

Сечение кабеля по экономической плотности тока выбирается по условию:

$$F \geq \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \quad (9.3)$$

$$\bar{F} = \frac{64,58}{1,4} = 46,1 \text{ A}$$

где $j_{\text{эк}}=1,4$ – экономическая плотность тока

Выбираем кабель марки ААШнг 3х50, $I_{\text{доп}} = 149 \text{ A}$.

Конструкция

Три однопроволочные круглые или секторные алюминиевые токопроводящие жилы номинальным сечением 50 мм², соответствующие 1 классу по ГОСТ 22483-2012.2. Бумажная изоляция жилы, пропитанная вязким составом, номинальной толщиной 2,0 мм.3. Заполнение промежутков между скученными жилами жгутами, изготовленными из бумаги толщиной не более

0,08 мм.4. Поясная бумажная изоляция, пропитанная вязким составом, номинальной толщиной 0,95 мм.5. Экран из электропроводящей бумаги.6. Герметичная алюминиевая оболочка по ГОСТ 24641-81.7. Защитный покров типа «Шв» по ГОСТ 7006-72 со шлангом не распространяющим горение:

- битумный состав, вязкий подклеивающий состав или битум;
- лента полиэтилентерефталатная;
- выпрессованный защитный шланг из ПВХ пластика пониженной горючести толщиной не менее 2,0 мм.

Выбранный кабель проверяется по допустимой потере напряжения по условию:

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_H} \times 100\% \leq 5\% \quad (9.4)$$

$$\Delta U = \frac{137,2}{6 * 10^3} \times 100\% = 2,4\% \leq 5\%$$

где ΔU – потеря напряжения в кабеле по формуле 9.7, В

$$\Delta U = \frac{P_p \times R_{кл4} + Q_p \times X_{кл4}}{U_H} \quad (9.5)$$

$$\Delta U = \frac{1262,6 \times 0,62 + 451 \times 0,09}{6} = 137,2 \text{ В}$$

Выбранный кабель удовлетворяет условию. Для остальных кабелей расчет потерь напряжений в кабельной линии предоставлен в Приложение И

Ключевые пункты для прокладки кабеля под дорогой:

1. Трубная (трубопроводная) трасса: труба укладывается в подушку из песка (песок/пескоцемент), глубина под дорожным покрытием обычно 0.8–1.2 м.

2. Бетонная обойма/короб: на участке под проезжей частью трубу рекомендуется дополнительно залить бетоном ≥ 100 –150 мм по окружности или использовать преднапряжённую железобетонную трубу (для распределения нагрузки колес).

3. Песчаная подушка и обратная засыпка: песок без крупных включений, уплотнённый, над трубой — слой песка 100–200 мм перед бетоном/плитой.

4. Предохранительные элементы: предупредительная лента (50–100 мм) и сигнальная лента над трубой на глубине ~0.3–0.5 м, трассировочный провод (стальной трос или медь) внутри трубы.

Выбираем трубу полиэтиленовую трубу SDR13,6 DN315

Высокая прочность и жесткость позволяют трубам выдерживать внутреннее давление до 16 атм. и внешние нагрузки грунтов

Стойкость к химическому воздействию агрессивных грунтов и химических веществ

Высокие эксплуатационные свойства в суровых климатических условиях (от -45 С до 40 С)

Благодаря низкому модулю упругости материала снижается максимальная величина динамического давления во время гидроударов, допустимо 1,5 – 2 кратное кратковременное превышение величины рабочего давления

Исключены химические и биологические образования на внутренней поверхности труб в течение всего срока эксплуатации

Отсутствие необходимости наружного изолирования трубопроводов от коррозии и обустройства электрохимической защиты

Использование электромuffовых фитингов облегчает монтажные работы в стесненных условиях

Снижение гидropотерь при применении ПЭ труб в отличие от труб из классических материалов сокращает эксплуатационные расходы и увеличивает пропускную способность трубопровода

Минимальная вероятность разрушения трубопровода при замерзании транспортируемого продукта

Плотность ПЭ более чем в 8 раз ниже плотности стали

Прочность сварных швов труб и фитинговых соединений превышает прочность самих труб

Возможность поставки в бухтах для труб диаметром до 110 мм включительно

Такие свойства, как гибкость, жесткость, лёгкий вес и высокая ударная прочность облегчают монтаж, снижают затраты, допускают разработку более узких траншей для укладки и сокращают количество дорогостоящих фитингов.

10 Выбор электрооборудования на стороне 110 кВ

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Назначение высоковольтного выключателя — обеспечение надёжной работы электрических сетей с напряжениями выше 1000 В.

10.1 Выбор высоковольтного выключателя производится по следующим условиям:

1) По условию напряжения установки: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$

2) По условию длительного тока: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}} = 100 \text{ А}$

3) По типу и месту установки

Выбирается выключатель ВГТ-УЭТМ-110, параметры которого отображены в таблице 10.1

Таблица 10.1

Выбранный выключатель

Условия выбора	Расчетные данные	ВГТ-УЭТМ-110
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отк}}$	40	40
$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$	18,1	22,6
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	91	100
$B_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	152	4800



Рисунок 10.1 Выключатель ВГТ-УЭТМ-110

Выключатели ВГТ УЭТМ®-110 состоят из трёх полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса управляются одним пружинным приводом типа ППрК-УЭТМ® с моторным заводом рабочих пружин.

Полюс выключателей ВГТ-УЭТМ®-110 представляет собой колонну, заполненную газом. Для равномерного распределения напряжения по гасительным устройствам параллельно к ним подключены шунтирующие конденсаторы. Включение выключателей осуществляется за счёт энергии включающих пружин привода, а отключение – за счёт энергии пружин отключающего устройства.

Каждая колонна имеет свой электроконтактный сигнализатор плотности газа. Сигнализатор содержит устройство температурной компенсации, приводящее показания давления к температуре 20°C с тремя парами контактов, разомкнутых при номинальном (рабочем) давлении газа. Первая пара контактов замыкается и подаёт сигнал о необходимости пополнения колонны (давление предупредительной сигнализации). Вторая и третья пары контактов замыкаются и подают сигнал о необходимости включения блокировки подачи команды на электромагниты управления или сигнал принудительного отключения выключателя с запретом на его включение.

Таблица 10.2

Снабжение приводов выключателей

№	Блокировочные устройства, предотвращающие:	Цепи сигнализации
1	Включение включенного выключателя;	«Не включен автоматический выключатель подачи питания на электродвигатель»
2	Включение при не взведённых пружинах	«Неисправность в системе завода пружин»;
3	Включение при положении взводящего кулака, препятствующем включению выключателя;	«Не включена автоматика управления электродвигателем завода пружин»;
4	Динамическую разрядку пружин при включённом выключателе;	«Не взведены пружины»;
5	Включение электродвигателя завода пружин при ручном их заводе;	«Включена 2-ая ступень обогрева»;
6	Повторное включение при длительной подаче одновременной команды на "В" и "О".	«Отсутствие питания в цепи обогрева»;
7		«Положение контактов выключателя»;
8		«Включено местное управление электромагнитов управления»

Таблица 10.3

Комплект поставки выключателя

№	Комплектация
1	Выключатель (состоит из трёх полюсов) с необходимым количеством приводов – 1шт.
2	Одиночный комплект ЗИП выключателя (спец. инструмент и приспособления) – 1шт.
3	Комплект ЗИП для газотехнологических работ
4	Баллоны с газом для заправки выключателей.
5	Устройство учёта коммутационного и механического ресурса.
6	Устройство синхронного управления выключателем с функцией учета коммутационного ресурса
7	Агрегатный шкаф
8	Опорные металлоконструкции любой высоты.
9	Комплект консолей для совместной установки выключателя с тремя трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ®-110
10	Соединительные шины для совместной установки выключателя с трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ®- 110
11	Комплект консолей для совместной установки выключателя с шестью трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ®-110
Опция для привода	
12	Реле блокировки выполнения операций "В" и "О" при снижении давления газа ниже допустимых значений.
13	Два токовых расцепителя на токи 3А и 5А, с мощностью потребления катушек 50Вт.
14	Питание цепей управления от переменного тока 50Гц.
15	Защита электромагнитов управления от длительного протекания тока
16	Механизм для установки блок-замка типа МБГ для организации оперативных блокировок с разъединителями.

10.1.1 Проверка выбранного выключателя на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ном.откл}} \quad (10.1)$$

$$40 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

10.1.2 Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} \quad (10.2)$$

$$18,1 \text{ кА} \leq 22,6 \text{ кА}$$

где $i_{a.\text{ном}}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе по формуле:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \times \beta_{\text{ном}} \times I_{\text{откл.ном}} \quad (10.3)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \times 40 \times 40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

где $i_{a\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{\text{по}} \times e^{-\tau/T_a} \quad (10.4)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times 40 \times 0,32 = 18,1 \text{ кА}$$

где $e^{-\tau/T_a} = 0,32$ – определяется по кривым затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$\tau = t_{\text{с.в.}} + 0,01 = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}$ - полное время отключения

$T_a = 0,04$ - значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей

10.1.3 Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$91 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$$

$$40 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

10.1.4 Проверка по термической стойкости:

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \quad (10.5)$$

$$152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (10.6)$$

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 40^2 \cdot (0,055 + 0,04) = 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям выбора.

10.2 Выбор разъединителя

Высоковольтные разъединители — это механические устройства, которые проводят электрический ток и обеспечивают разомкнутую точку в цепи для изоляции выключателей, переключателей цепей, силовых трансформаторов, конденсаторных батарей, реакторов или любого другого оборудования подстанции.

Назначение высоковольтных разъединителей заключается в обеспечении возможности отключения участков электрических цепей или оборудования для проведения технического обслуживания, ремонта или замены безопасно для персонала и оборудования.

Выбираем разъединитель РНДЗ-110/3150, параметры разъединителя отображены в таблице 10.2. В обозначении аппарата: Р — разъединитель; Н — наружной установки; Д — двухколонковый; УХЛ — используется в регионах с умеренно холодным климатом.

Таблица 10.4

Выбранный разъединитель

Условия выбора	Расчетные данные	РНДЗ-110/3150
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	91	125
$B_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	152	7500

10.2.1 Проверка по электродинамической стойкости производится:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$91 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}$$

10.2.2 Проверка по термической стойкости производится:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$152\text{кА}^2\cdot\text{с} < 7500\text{кА}^2\cdot\text{с}$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям.
Занесем полученные данные в таблицу 10.5

10.3 Выбор ОПН

Выбирается ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1. Структура такого обозначения:
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный, П - полимерная изоляция, 110 - для сетей класса напряжения 110 кВ, 83 - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, 10 - номинальный разрядный ток, кА, 2 - класс пропускной способности, УХЛ - климатическое исполнение по ГОСТ 15150, 1 - категория размещения по ГОСТ;

10.4 Выбор измерительных трансформаторов тока на 110кВ

Выбор ТТ производится по условиям:

- 1) по напряжению установки $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$
- 2) по длительному току $I_{\text{ном}} < I_{\text{раб}}$

Далее производим проверку выбранного трансформатора:

- 1) по электродинамической стойкости
- 2) по термической стойкости
- 3) по вторичной нагрузке

Рабочий ток для линий выходящих с шины напряжением $U = 110$ кВ равен:

$$I_{\text{раб}} = 100 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110, который поставляется совместно с выключателем ТРГ-УЭТМ-110. Характеристики данного трансформатора тока занесены в таблицу 10.5

Таблица 10.5

Параметры ТРГ-УЭТМ-110

№	Наименование параметров	ТРГ-УЭТМ®-110
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Напряжение промышленной частоты, выдерживаемое трансформатором при давлении изолирующего газа, равном атмосферному, кВ	80
4	Номинальная частота, Гц	50 или 60
5	Номинальный первичный ток, с шагом 5А, А	от 5 до 3000
6	Номинальный вторичный ток, А	от 1 до 5
7	Количество вторичных обмоток	от 1 до 8
Параметры тока короткого замыкания:		
8	Наибольший пик, кА	130
	Односекундный ток термической стойкости, кА	83
Максимальная температура окружающего воздуха, °С		
9	для исполнения Т1	+50
	для исполнений У1, УХЛ1*, ХЛ1*, ХЛ1	+40
Минимальная температура окружающего воздуха по ГОСТ 15150-69, °С		
10	для исполнения Т1	- 10
	для исполнения У1	- 45
	для исполнения ХЛ1	- 60
Изолирующий газ		
11	для исполнения Т1	SF6
	для исполнения У1	SF6
	для исполнения ХЛ1	смесь газов
12	Максимальная допустимая утечка газа, % в год	0,2
13	Максимальная скорость ветра, м/с., при толщине стенки льда до 20 мм	40

Продолжение таблицы 10.5

Тяжение проводов:		
14	в горизонтальной плоскости по оси трансформатора, Н	1000
	в вертикальной плоскости вниз, Н	1000
15	Средний ремонт трансформатора	Не требуется
16	Средний срок службы трансформатора, лет, не менее	40

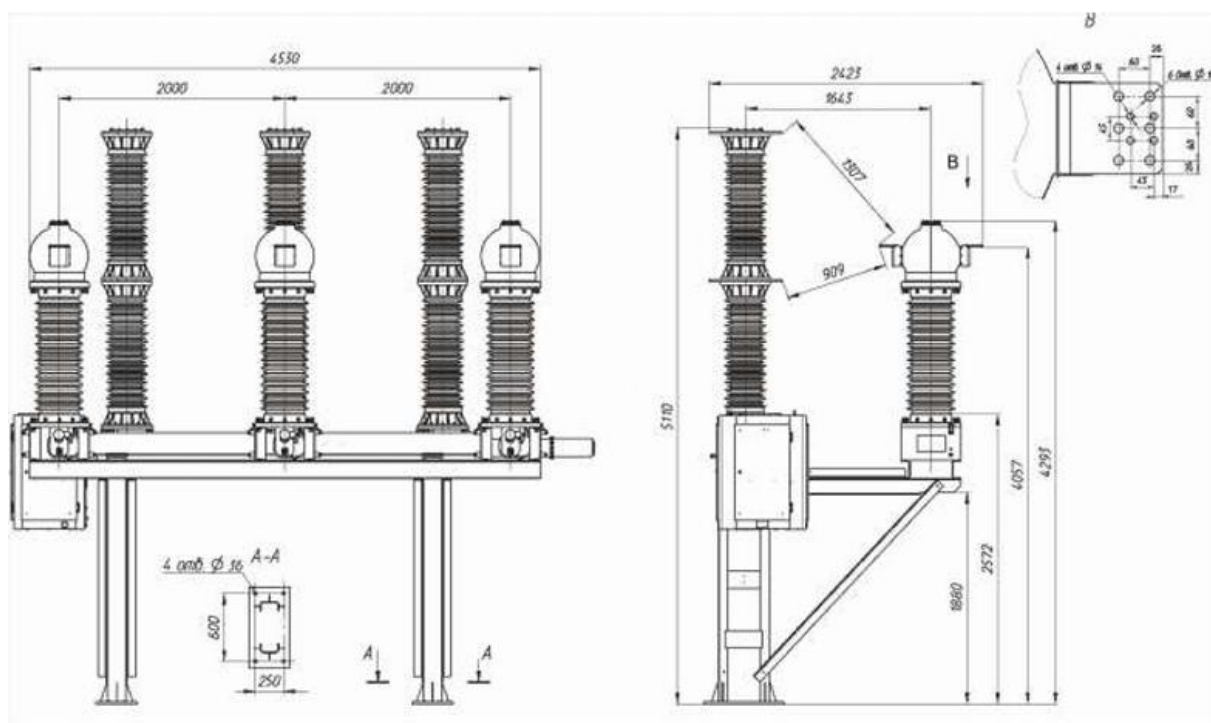


Рисунок 10.2 Установка выключателей ВГТ-УЭТМ-110 совместно с тремя трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ-110 на заводской металлоконструкции с покрытием горячего цинка

Таблица 10.6

Выбор трансформатора тока на стороне 110кВ

Условия выбора	Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{ном} \quad U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \quad I_{max}$	100 А	3000 А
$i_{дин} \quad i_{уд}$	91 кА	130 кА
$B_{расч} < I_{тер}^2 t_{тер}$	152 кА ² ·с	6889 кА ² ·с
$S_{приб} \quad S_{2нно}$	1,3 В·А	30 В·А

Производится проверка по вторичной нагрузке.

Согласно справочным данным на подстанции для цепи трансформатора на стороне низкого напряжения устанавливаются следующие контрольно-измерительные приборы: амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии. Вторичная нагрузка трансформатора тока сведена в таблицу 10.7.

Таблица 10.7

Нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	Б	С
Амперметр	СА3021-5-3	2,5	-	-
Ваттметр	СР3021-5	2,5	2,5	2,5
Варметр	СТ3021-5	-	2,5	2,5
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.R	3	3	3
Итого		8	8	8

Вторичная нагрузка ТТ рассчитывается по формуле:

$$Z_2 \approx R_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,32 + 70,62 + 0,1 = 71,04 \text{ Ом}$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление измерительных приборов, Ом

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом

$r_{\text{к}} = 0,1$ – сопротивление соединительных контакторов, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{раб}}^2 - I_{\text{ном}}^2 (r_{\text{приб}} + r_{\text{к}})}{I_{\text{ном}}^2}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{1778 - 25(0,32 + 0,1)}{25} = 3,56 \text{ Ом}$$

Проверка ТТ по вторичной нагрузке производится по условию:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$3,56 \text{ Ом} \leq 75 \text{ Ом}$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная вторичная нагрузка ТТ, 75 В*А.

Проверка по сечению соединительного провода производится по условию и формуле:

$$0,5 \text{ мм}^2 \leq 1,5 \text{ мм}^2$$

$$q = \rho \times \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = 0,0175 \times \frac{100}{70} = 0,5 \text{ мм}^2$$

где $\rho = 0,0175$ – удельное сопротивление меди, Ом/мм

$l_{\text{расч}} = 100$ – длина соединительных проводов от ТТ до приборов, м

По условию механической прочности жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм² для меди и 2,5 мм² для алюминия.

Выбирается многожильный контрольный кабель марки КВВГ 7х1,5 мм².

Выбранный ТТ удовлетворяет всем условиям.

10.5 Выбор трансформатора напряжения

Выбранный трансформатор должен соответствовать номинальному напряжению и проходить проверку по нагрузке вторичных цепей. Выбираем трансформатор ЗНОГ-110 и занесем его характеристики в таблицу 10.8

Таблица 10.8

Параметры трансформатора ЗНОГ-110

Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основных вторичных обмоток, В	100/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126/ $\sqrt{3}$
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	230
Испытательное напряжение полного/срезанного грозового импульса, кВ	480/550
Номинальная частота, Гц	50
Количество вторичных обмоток,:	
- для учета в четырехобмоточном трансформаторе	1
- для измерения в четырехобмоточном трансформаторе	1
- для учета и измерения в трехобмоточном трансформаторе	1
- для защиты	1
Классы точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,5/0,2
Класс точности вторичной обмотки для защиты	3P
Номинальные мощности вторичных обмоток в классе точности, ВА - 0,2 при одновременной нагрузке обмотки для учета и обмотки для измерения в четырехобмоточном трансформаторе - 0,5 при одновременной нагрузке обмотки для учета и обмотки для измерения в четырехобмоточном трансформаторе - 1,0 при одновременной нагрузке обмотки для учета и обмотки для измерения в четырехобмоточном трансформаторе - 0,2 при нагрузке одной вторичной обмотки для учета и для измерения в трехобмоточном трансформаторе - 0,5 при нагрузке одной вторичной обмотки для учета и для измерения в трехобмоточном трансформаторе - 1,0 при нагрузке одной вторичной обмотки для учета и для измерения в трехобмоточном трансформаторе	до 120 до 200 до 300 до 250 до 400 до 600
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, ВА	до 1000
Предельная мощность трансформатора напряжения, ВА	до 1600
Максимальный кажущийся заряд единичного частичного разряда, пКл, не более	5
Утечка газа в год, % от массы газа, не более	0,1

Продолжение таблицы 10.8

Номинальное давление (давление заполнения) элегаза (климатическое исполнение У1) или смеси газов состава 30% SF 6 + 70% N2 (климатическое исполнение УХЛ1) при температуре плюс 20 °С, МПа абс. (кгс/см2)	элегаз 0,5 (5) смесь 0,8
Средний срок службы, лет не менее	30
Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK	9

Таблица 10.9 Нагрузка вторичных цепей ТН

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	Б	С
Вольтметр	ИНС-Ф1	3	3	3
Ваттметр	СР3021-5	2,5	2,5	2,5
Варметр	СТ3021-5	-	2,5	2,5
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.R	3	3	3
Итого		8,5	11	11

Проверка ТН по вторичной нагрузке производится по формуле:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$$

$$S_{2\text{ном}} = 250 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 11 \text{ ВА}$$

Выбранный ТН удовлетворяет условию.

Сечения проводов в цепях ТН определяется по допустимой потере напряжения. Для упрощения проектирования можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5мм² для медных жил и 2,5мм² для алюминиевых жил. Выбирается контрольный кабель марки КВВГ- 4х1,5.

10.6 Выбор гибких шин на 110 кВ

Допустимый максимальный ток рассчитывается:

$$I_{\text{max}} = \frac{18994,6}{\sqrt{3} \cdot 110} = 100 \text{ А}$$

Выбираем провод марки АС – 240/39, $I_{\text{доп}} = 610\text{А}$.

Выбор сечения по экономической плотности тока производится по формуле:

$$F = \frac{I_{\text{max}}}{j}$$

где $j = 1$ – экономическая плотность тока

$$F = \frac{100}{1} = 100 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АС – 120/19, $I_{\text{доп}} = 390\text{А}$.

Проверка по термической стойкости рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{min}} \leq q \quad (4.16)$$

$$46,5 \text{ мм}^2 \leq 120 \text{ мм}^2$$

где q_{min} – минимальное сечение шины

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{152 \cdot 10^6}}{91} = 135 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС 150/24, $I_{\text{доп}} = 450\text{А}$.

4.3.5 Проверка по условию образования короны рассчитывается по формуле:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (4.17)$$

$$9,5 \text{ кВ/см} \leq 27,5 \text{ кВ/см}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,71}}\right) = 30,53 \text{ кВ/см}$$

где $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

$r_0 = 1,71$ – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,71 \cdot \lg \frac{630}{1,71}} = 8,9 \text{ кВ/см}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 5 = 6,3 \text{ м}$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;

D - расстояние между соседними фазами ;

Условие выполняется, следовательно, не коронируется.

11. Выбор оборудования на стороне 6кВ

11.1 Выбор КРУ

Выбираем КРУ типа КУ-6С, исходя из ее данных выберем оборудование на 6кВ.

В качестве основной высоковольтной комплектующей аппаратуры в шкафах применяются изделия, специально предназначенные для работы в шкафах КРУ и соответствующие стандартам или техническим условиям, а именно:

выключатель вакуумный (рекомендован к применению вакуумный выключатель серии ВРС);

трансформаторы тока типов: ТЛО, ТОЛ; ТЛШ, ТЛП;

трансформаторы напряжения типов: ЗНОЛП, НОЛП;

трансформатор собственных нужд ТСКС-40, ТСКС-63;

конденсаторы: КЭК или КЭП;

ограничители перенапряжения ОПН;

трансформаторы тока защиты кабелей типа ТЗЛМ;

предохранители силовые (патроны): ПКТ и др.

Могут устанавливаться современные устройства микропроцессорной релейной защиты:

- REF и REU фирмы ABB
- SEPAM фирмы Schneider Electric
- МРЗС-05 ПО "Киевприбор"
- MICOM фирмы AREVA
- SIPROTEC фирмы SIEMENS
- SPAC фирмы АББ Автоматизация
- УЗА фирмы Энергомашвин
- реле пр-ва РЗА Системз
- реле пр-ва РЕЛСИС
- реле компании ПРЕМКО и др.

Таблица 11.1

Основные технические параметры

Наименование параметра	КУ-6С
Номинальное напряжение, кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальный ток главных соединений, А	630; 1 000; 1 250; 1 600; 2 000; 3 150; 4 000
Номинальный ток сборных шин, А	1 000; 1 600; 2 000; 3 150; 4 000
Номинальный ток отключения выключателей, кА	40
Ток термической стойкости, кА (3 с)	40
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Номинальное напряжение вспомогательных цепей переменного тока, В	220
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного (выпрямленного) тока, В	220
Габаритные размеры, мм	
- ширина	750; 900
- глубина	1400; 1500
- высота	2300
Масса, кг	800-1200

Таблица 11.2

Конструктивные особенности КРПЗ-10

1	Размещение шкафов в помещении ЗРУ 10 кВ однорядное или двухрядное с возможностью двустороннего обслуживания;
2	ЗРУ оборудуется освещением, отоплением и вентиляцией, а для регионов с жарким климатом кондиционерами;
3	В качестве теплоизолирующих материалов используются трехслойные панели типа «сэндвич» с наполнителем из негорючей минеральной ваты толщиной 80 или 100 мм;
4	Непосредственно на заводе в КРПЗ-10 монтируются шкафы современных комплектных распределительных устройств на 6(10) кВ серий КУ-10Ц, КУ-6С, 3КВЭ-10 РН и КУ-10С РН;
5	Ширина коридора управления составляет не менее 1500 мм в однорядном исполнении и не менее 1700 мм в двух рядном исполнении;
6	Ширина коридора обслуживания – не менее 800 мм.

Таблица 11.3

Основные характеристики КРПЗ-10

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток главных соединений, А	630–4 000
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20; 31,5; 40
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81; 128
Вид линейных высоковольтных соединений	воздушные, кабельные
Условия обслуживания шкафов	двухстороннее
Степень огнестойкости	II
Сейсмостойкость по шкале MSK-64, баллы	9

Продолжение таблицы 11.3

Климатическое исполнение	УХЛ1
Габаритные размеры модуля, мм (для двухрядного исполнения)	
- ширина	2 250
- глубина	6 750
- высота	3 150

Фундаменты под модульное здание разрабатывает проектная организация. Модульное здание устанавливается на свайный фундамент. Отметка верха фундамента принимается 0,5-2,2 м. На сваи устанавливается рама фундамента из швеллеров №16. При установке на фундамент основание здания необходимо приварить к раме фундамента по периметру сварным швом катетом 6-8 мм, длиной шва 200 мм с шагом 1000 мм.

11.3 Выбор высоковольтного выключателя

Рабочий ток ступени напряжения 6,6 кВ рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{раб}}=I_{\text{max}}=1776 \text{ A}$$

Выбирается выключатель ВРС-6. В обозначении аппарата: ВРС - выключатель вакуумный с рычагом ручного управления; 6 кВ- номинальное напряжение.

Таблица 11.4

Комплект поставки

№	Комплектация	Кол-во
1	Выключатель с необходимым количеством приводов	1 шт
2	Рычаг ручного отключения	1 шт
3	Комплект запасных частей, инструментов и приспособлений согласно ведомости одинарного ЗИП	1 шт
4	Комплект запасных частей, инструментов и приспособлений согласно ведомости ремонтного ЗИП	1 шт
5	Блок включения	1 шт
6	Зажимы биметаллические А2А-100	



Рисунок 11.2 Выключатель ВПС-6

Таблица 11.5

Выбранный выключатель

Условия выбора	Расчетные данные	ВПС-6
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отк}}$	14,5	31,5
$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$	10,8	17,8
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	40,3	80
$W_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	23	2976,75

Проверка выбранного выключателя на симметричный ток отключения по формуле 10.1:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ном.откл}}$$

$$14,5 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ по формуле 10.2:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}$$

$$10,8 \text{ кА} \leq 17,8 \text{ кА}$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$40,3\text{кА} \leq 80\text{кА}$$

Проверка по термической стойкости по формуле 10.5:

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$$

$$23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}})$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = 14,5^2 \cdot (0,07 + 0,04) = 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

11.4 Выбор разъединителя

Выбираем разъединитель РВРЗ-6/2000 УХЛ2, параметры разъединителя отображены в таблице 11.4. В обозначении аппарата: Р – разъединитель; В – внутренней установки; Р – рубящего типа; З - с заземляющими ножами; УХЛ - используется в регионах с умеренно холодным климатом.



Рисунок 11.3 РВРЗ-6/2000 УХЛ2

Таблица 11.6

Выбранный разъединитель

Условия выбора	Расчетные данные	РВРЗ-III-III-6/2000 УХЛ2
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	40,3	80
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отк}}$	14,5	31,5
$W_{\text{к}}^{\text{расч}} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	23	2976,75

Проверка по электродинамической стойкости производится:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$40,3\text{кА} \leq 80\text{кА}$$

Проверка по термической стойкости производится:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$23\text{кА}^2 \cdot \text{с} < 2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям.

11.5 Выбор трансформаторов тока на 6кВ

$$I_{\text{раб}} = 1778 \text{ А}$$

Выбирается ТТ марки ТОЛ-СВЭЛ-6М-11.1-0,5/10Р/2000/5 УХЛ2



Рисунок 11.4 ТОЛ-СВЭЛ-6М-11.1-0,5/10Р/2000/5 УХЛ2

Таблица 11.7

Параметры выбранного ТТ

Марка ТТ	U _н	I _{1н}	I _{2н}	I _{дин}	I _{терм}	t _{терм}
ТОЛ-СВЭЛ-6М	6 кВ	2000 А	5 А	102 кА	40 кА	3 с

Таблица 11.8

Нагрузка вторичных цепей ТТ

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	Б	С
Амперметр	СА3021-5-3	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	СР3021-5	2,5	2,5	2,5
Варметр	СТ3021-5	-	2,5	2,5
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.R	3	3	3
Итого		8	10,5	10,5

Проверка ТТ по электродинамической стойкости:

$$40,3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$$

Проверка ТТ по термической стойкости:

$$23 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Вторичная нагрузка ТТ рассчитывается по формуле:

$$Z_2 \approx R_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (11.1)$$

$$Z_2 = 0,32 + 70,62 + 0,1 = 71,04 \text{ Ом}$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление измерительных приборов, Ом

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом

$r_{\text{к}} = 0,1$ – сопротивление соединительных контакторов, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом} \quad (11.2)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{раб}} - I_{\text{ном}}^2 (r_{\text{приб}} + r_{\text{к}})}{I_{\text{ном}}^2} \quad (11.3)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{1778 - 25(0,32 + 0,1)}{25} = 70,62 \text{ Ом}$$

Проверка ТТ по вторичной нагрузке производится по условию:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$71,04 \text{ Ом} \leq 75 \text{ Ом}$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная вторичная нагрузка ТТ, 75 В*А.

Проверка по сечению соединительного провода производится по условию и формуле:

$$0,25 \text{ мм}^2 \leq 1,5 \text{ мм}^2$$

$$q = \rho \times \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = 0,0175 \times \frac{100}{70} = 0,25 \text{ мм}^2 \quad (11.4)$$

где $\rho = 0,0175$ – удельное сопротивление меди, Ом/мм

$l_{\text{расч}} = 100$ – длина соединительных проводов от ТТ до приборов, м

По условию механической прочности жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм² для меди и 2,5 мм² для алюминия.

Выбирается многожильный контрольный кабель марки КВВГ 19х1,5 мм².

Выбранный ТТ удовлетворяет всем условиям.

11.6 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Выбор ТН производится по условию напряжения $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

Выбран ЗНОЛП-СВЭЛ-6М УХЛ2. Выбранный ТН и его параметры приведены в таблице 11.7 Вторичная нагрузка ТН приведена в таблице 11.8



Рисунок 11.5 Трансформатор напряжения ЗНОЛП-СВЭЛ-6М УХЛ2

Таблица 11.9

Выбранный ТН на 110кВ

Марка ТН	$U_{1н}$	$U_{2н}$	$S_{2ном}$
ЗНОЛП-СВЭЛ-6М УХЛ2	6 кВ	100 В	400 ВА

Таблица 11.10

Нагрузка вторичных цепей ТН

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	Б	С
Вольтметр	ИНС-Ф1	3	3	3
Ваттметр	СР3021-5	2,5	2,5	2,5
Варметр	СТ3021-5	-	2,5	2,5
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.R	3	3	3
Итого		8,5	11	11

Проверка ТН по вторичной нагрузке производится по формуле:

$$S_{2ном} \geq S_{2\Sigma} \quad (11.5)$$

$$S_{2ном} = 100 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 11 \text{ ВА}$$

Выбранный ТН удовлетворяет условию.

Сечения проводов в цепях ТН определяется по допустимой потере напряжения. Для упрощения проектирования можно принимать сечение

проводов по условию механической прочности $1,5\text{мм}^2$ для медных жил и $2,5\text{мм}^2$ для алюминиевых жил. Выбирается контрольный кабель марки КВВГ- 19х1,5.

11.7 Выбор ОПН 6кВ

Выбираем ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1. ОПНп – Ограничитель Перенапряжений Нелинейный в полимерном корпусе. 6 – Класс напряжения сети, кВ. 7,2 – Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$, кВ. 10 – Номинальный разрядный ток, кА. 400 – Ток пропускной способности ОПН, А. УХЛ1 – Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69



Рисунок 11.6 ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1

В комплекте с ОПН устанавливается прибор диагностики ИТ-Д1.



Рисунок 11.7 ИТ-Д1

11.8 Выбор жестких шин

Жёсткие шины в пределах РУ всех напряжений выбираются по условию нагрева (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальные, но и послеаварийные режимы. В закрытых РУ 6-10кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими шинами.

Выбор жестких шин производится по условию:

$$I_{\max} < I_{\text{доп}}$$

$$1776 A < A$$

Выбираем медные шины прямоугольного сечения 100x8 мм с $I_{дл.доп} = 2080 A$



Рисунок 11.8 Медные шины

Механический расчет шин

Наибольшее удельное усилие при токе КЗ рассчитывается по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \quad (11.6)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40,3^2 \cdot 10^6}{0,7} = 401,8 \text{ Н/м}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;
 a – расстояние между фазами, м (рекомендуется $a = 0,6-0,8$ м);

Изгибающий момент рассчитывается по формуле:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (11.7)$$

$$M = \frac{401,8 \cdot 1^2}{10} = 40,18 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

где $l = 1$ м длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции.

Напряжение в материале шины рассчитывается по формуле:

$$G_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \quad (11.8)$$

$$G_{\text{расч}} = \frac{40,18}{13,3} = 3 \text{ МПа}$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8 \cdot 100^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3$$

где h – ширина полосы, мм;

b – толщина полосы, мм

Шины механически прочны если соблюдается условие:

$$G_{\text{расч}} < G_{\text{доп}} \quad (11.9)$$

где $G_{\text{доп}}$ – допустимая механическая нагрузка, МПа

$$3 \text{ МПа} < 637 \text{ МПа}$$

Условие соблюдается.

11.9 Выбор проходных изоляторов

Выбор проходного изолятора зависит от номинального напряжения и рабочего тока.

Выбираем проходной изолятор ИП-10/3150-3000. И — изолятор, П — проходной; числитель — $U_{\text{ном}}$, кВ; знаменатель — $I_{\text{ном}}$, А; число после дроби — минимальное разрушающее усилие на изгиб, даН.

12 Выбор оборудования ниже 1000 В

12.1 Выбор автомата электроприемника

Произведем выбор автоматического выключателя для сварочных преобразователей

Таблица 12.1

Параметры электроприемника

Наименование	P_H , кВт	U_H , кВ	$\cos\varphi$	КПД η	Коэф. пуска K_P
Сварочные преобразователи	22	0,38	0,5	0,85	2,5

12.1.1 Номинальный ток электроприемника определяется по формуле:

$$I_{HЭП} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \times U_H \times \cos\varphi_H \times \eta} \quad (12.1)$$

$$I_{HЭП} = \frac{22}{1.73 \times 0.38 \times 0.5 \times 0.85} = 78,74 \text{ А}$$

12.1.2 Пусковой ток электроприемника определяется по формуле

$$I_{\text{пуск}} = I_{HЭП} \times K_P \quad (12.2)$$

$$I_{\text{пуск}} = 78,74 \times 2,5 = 196,85 \text{ А}$$

12.1.3 Ток теплового расцепителя автомата определяется по формуле:

$$I_{\text{т.р.}} = I_{HЭП} \times 1,1 \quad (12.3)$$

$$I_{\text{пик}} = 78,74 \times 1,1 = 78,74 \text{ А}$$

12.1.4 Ток электромагнитного расцепителя автомата определяется по формуле:

$$I_{ЭМР} = I_{\text{пуск}} \times 1,25 \quad (12.4)$$

$$I_{ЭМР} = 1,25 \times 196,85 = 246,1 \text{ А}$$

Для данного электроприемника выбираем автомат ВА51-35М1-100-750-УХЛЗ

Автоматический выключатель типа ВА51-35 представляет собой устройство защиты электрических цепей от коротких замыканий и перегрузок. Этот тип автоматов используется в распределительных щитах для обеспечения безопасности электрических систем в различных бытовых и промышленных установках. Он является частью линейки продукции, предназначенной для защиты кабелей и оборудования от непредвиденных электрических сбоев.

12.2 Выбор секционного выключателя

12.2.1 Ток нормального режима определяется по формуле:

$$I_{\text{нр}} = \frac{I_{\text{ра}}}{2} \quad (12.5)$$

$$I_{\text{нр}} = \frac{2009}{2} = 1004,5 \text{ А}$$

12.2.2 Пиковый ток секционного автомата определяется по формуле:

$$I_{\text{пик}} = 3892 \text{ А}$$

12.2.3 Ток теплового расцепителя выбирается по условию:

$$I_{\text{тр}} = 1,1 \times 1004,5 = 1105 \text{ А}$$

12.2.4 Ток электромагнитного расцепителя выбирается по условию:

$$I_{\text{эр}} = 1,25 \times 3892 = 4865 \text{ А}$$

Выбирается автоматический выключатель типа CHINT NA1-2000-1250М/3Р с током теплового расцепителя $I_{\text{тр}} = 1250 \text{ А}$, током электромагнитного расцепителя $I_{\text{эр}} = 1875 - 25000 \text{ А}$

Выбор автоматических выключателей производится аналогично данным расчетам, занесем результаты расчета для остальных приемников и вводных автоматов ЩСУ в Приложение Н.

12.3 Выбор пускозащитной аппаратуры и проводниковой продукции к электроприёмникам

В качестве примера произведён выбор предохранителя, магнитного пускателя и провода для электроприемника в виде сварочного преобразователя, параметры которого отображены в таблице 12.2.

Таблица 12.2

Параметры электроприемника

Наименование	P_H , кВт	U_H , кВ	$\cos\varphi$	КПД η	Коэф. пуска K_p
Сварочные преобразователи	22	0,38	0,5	0,85	2,5

12.3.1 Номинальный ток двигателя определяется по формуле (12.1):

$$I_{HЭП} = \frac{22}{\sqrt{3} \times 0,38 \times 0,85 \times 0,85} = 78,74 \text{ A}$$

12.3.2 Пусковой ток определяется по формуле (12.2):

$$I_{пус} = 78,74 \times 2,5 = 196,85 \text{ A}$$

Выбор предохранителя.

12.3.3 Ток плавкой вставки с учетом перегрузки определяется по условию:

$$I_{тр} = 1,1 \times 78,74 = 86,62 \text{ A}$$

12.3.4 Ток плавкой вставки с броска пускового тока:

$$I_{пл.в} \geq \frac{I_{пуск}}{\alpha}$$

где $\alpha = 1,6$ – коэффициент, учитывающий условия пуска

$$I_{пл.в} = \frac{196,85}{1,6} = 122,8 \text{ A}$$

Выбирается предохранитель ПН2-250 с током плавкой вставки $I_{пл.в} = 250 \text{ A}$. По номинальному току ЭП $I_{ном} = 78,74 \text{ A}$ выбирается пускатель марки ПМА-12-100 с номинальным током $I_{ном} = 100 \text{ A}$.

12.3.5 Выбор сечения кабеля выполняется по длительно допустимому току на примере сварочного преобразователя:

$$I_{\text{тр}} \geq 1.1 \times I_{\text{н}}$$

$$I_{\text{тр}} \geq 1,1 \times 78,4 = 86,62 \text{ A}$$

12.2.2 Выбор сечения кабеля выполняется по току защитного аппарата:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{з}} \times K_{\text{з}}}{K_{\text{т}} \times K_{\text{п}} \times K_{\text{пв}}} \quad (12.5)$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{86,62 \times 1}{1 \times 0,85 \times 1} = 101,9 \text{ A}$$

где $K_{\text{з}} = 1$ – коэффициент защиты

$I_{\text{з}} = I_{\text{тр}}$ – ток плавкой вставки, A

Выбирается негорючий кабель с медной жилой марки ВВГнг 4х25 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 10$

Заключение

В ходе выполнения курсовой работы было выполнено проектирование системы электроснабжения завода по производству подъемно-транспортных машин с учетом требований надежности, безопасности и экономической целесообразности. Рассмотрены основные принципы построения системы электроснабжения, произведён выбор схемы питания, уровней напряжения и основного электрооборудования.

В работе выполнены расчёты электрических нагрузок, на основании которых определены параметры трансформаторов, питающих и распределительных линий. Проведён выбор кабелей и проводников по условиям допустимого нагрева, потерь напряжения и токов короткого замыкания. Также рассчитаны токи короткого замыкания, что позволило корректно подобрать коммутационную аппаратуру и аппараты защиты.

Спроектированная система электроснабжения обеспечивает надёжную и бесперебойную работу объекта, а также имеет потенциал для дальнейшего расширения и модернизации.

Таким образом, цель курсовой работы достигнута, а полученные результаты подтверждают правильность выбранных технических решений и практическую значимость выполненного проектирования.

Список использованной литературы

1. Электрическая часть станций и подстанций. Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. М.-1989.
2. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан/ МЭ и МР РК. – Астана: 2003-418 с.
3. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Рожкова Л.Д, Карнеева Л.К, Чирикова Т.В. М.- 2008.
4. Каталог продукции АО «УЭТМ»
5. Каталог продукции ООО «НТЭАЗ Электрик»
6. Киреева Э.А. Электроснабжение промышленных предприятий.
7. Гольдштейн М.Е. Проектирование систем электроснабжения. — М.: Энергоатомиздат, 2016.
8. Воробьёв В.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 2015.
9. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Л.Д. Гуревича. — М.: Энергия, 2014.
10. Естественное и искусственное освещение. СНиП РК 2.04-05-2002*— Астана: Электронная библиотека СНиПов, ГОСТов, 2009
11. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1998. – 799 с.
12. Основные требования к чертежам. ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. – Астана: Электронная библиотека СНиПов, ГОСТов, 2009