

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения ремонтно-механического завода в территории опережающего социально-экономического развития в городе Хабаровск

Исполнитель

студент группы 742 об1

(подпись, дата)

М.И. Кендшекулов

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента *Кендшекулова Михаила Игоревича*

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование системы электроснабжения ремонтно-механического завода в территории опережающего социально-экономического развития в городе Хабаровск*
(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): *15.06.2021*

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *однолинейные схема электро-снабжения Хабаровских электрических сетей АО ДРСК, контрольные замеры нагрузок подстанций Хабаровских сетей*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *анализ существующей схемы, реконструкция подстанции, компенсация реактивной мощности, расчёт токов короткого замыкания, выбор проверка оборудования, заземление и молниезащита подстанции, релейная защита и автоматика, определение емкостного тока замыкания на землю, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): *6 листов графической части, 33 таблицы, лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприемников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).*

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) *Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук, раздел Безопасность и экологичность*

7. Дата выдачи задания: *07.04.2021*

Руководитель выпускной квалификационной работы: *профессор, доктор техн. наук, Савина Наталья Викторовна*

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): *07.04.2021*

_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 132 с., 11 рисунков, 28 таблиц, 202 формулы.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

В работе производится проектирование системы электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода. Для проектирования системы электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода в работе дано краткое описание технологического процесса проектируемого ремонтно-механического завода на территории ТОР Хабаровск, дана характеристика электроприёмников и расчёт электрических нагрузок ремонтно-механического завода. Произведена разработка схемы внешнего электроснабжения завода и пункта приёма электрической энергии – ГПП – выбор и проверка оборудования на основе рассчитанных токов короткого замыкания. Произведено заземление и молниезащита проектируемой ГПП. Произведена разработка системы внутреннего электроснабжения завода. Произведён расчёт технико-экономических показателей проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Энергоэкономическая характеристика района проектирования ремонтно-механического завода	9
1.1 Географическая характеристика района проектирования	9
1.2 Климатическая характеристика района проектирования ремонтно-механического завода	10
1.3 Описание технологического процесса ремонтно-механического завода	11
2. Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического завода	13
3. Разработка схемы внешнего электроснабжения	27
3.1.Выбор источников питания	27
3.2 Выбор номинального напряжения	27
3.3 Выбор марки и сечения питающих линий	29
3.4 Выбор пункта приема (ПП) электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	30
4. Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП	32
5. Расчет токов короткого замыкания	35
6. Выбор и проверка оборудования ГПП	47
6.1 Выбор и проверка выключателей	47
6.2 Выбор и проверка разъединителей	49
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	50
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
6.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки	59
6.6 Выбор и проверка сборных шин	61
6.7 Выбор и проверка изоляторов	64
6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	65
7. Заземление ГПП	67

8. Молниезащита ГПП	72
8.1 Защита ГПП от прямых ударов молнии (выбор и расстановка молниеотводов)	72
8.2 Выбор и проверка ОПН	75
9. Разработка системы внутреннего электроснабжения завода	78
9.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	78
9.2 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	80
9.3 Выбор и проверка кабельных линий	81
9.4 Выбор и проверка оборудования КТП	83
10. Оценка экономической целесообразности предложенной схемы электроснабжения завода	86
11. Релейная защита и автоматика, сигнализация в системе электроснабжения завода	89
11.1 Выбор системы оперативного тока	89
11.2 Разработка релейной защиты силовых трансформаторов ГПП	93
11.3 Выбор и расчёт устройств автоматики	99
12. Организация измерения и учета электроэнергии, автоматизация системы электроснабжения	101
13. Определение емкостного тока замыкания на землю	112
14. Безопасность и экологичность проекта	113
14.1 Безопасность	113
14.2 Экологичность	118
14.3 Чрезвычайные ситуации	123
Заключение	129
Библиографический список	130

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ВН	-	высокое напряжения
ГПП	-	главная понизительная подстанция
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
ЛЭП	-	линия электропередачи
НН	-	низкое напряжение
ОРУ	-	открытое распределительно устройство
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТО	-	токовая отсечка
ТН	-	трансформатор напряжения
ТП	-	трансформаторная подстанция
УЗО	-	устройство защитного отключения

ВВЕДЕНИЕ

25.06.2015 принято Постановление Правительства Российской Федерации № 630 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Хабаровск», которая специализируется на развитии промышленности, в том числе пищевой, растениеводстве и транспортной логистики. ТОР «Хабаровск» состоит из 3-х площадок с общей площадью 587,3 га. Специализация ТОР - производство, логистика, сельскохозяйственная промышленность, авиаперевозки, создание современного авиобаза, гостиничного комплекса, делового центра, производство строительных материалов, металлургия, пищевая и сельскохозяйственная промышленность. В соответствии с Таможенным кодексом РФ ТОР Хабаровск является свободной таможенной зоной, которая имеет следующие преимущества: 1. Освобождение от ввозных и вывозных таможенных пошлин. 2. Освобождение от уплаты НДС на импорт по переработке. 3. Льготные ставки арендной платы за пользование объектами недвижимого имущества, принадлежащими управляющей компании. 4. Приоритетное подключение к объектам инфраструктуры территории опережающего социально-экономического развития. 5. Ускоренные и облегченные административные процедуры, в том числе получение разрешения на строительство, прохождения таможенных процедур. 6. Особый режим государственного и муниципального контроля. 7. Упрощенные условия привлечения иностранной рабочей силы.

Одним из будущих резидентов ТОР Хабаровск станет ремонтно-механический завод. Основным направлением деятельности завода станет изготовление крупногабаритных металлоконструкций из стали по чертежам заказчика, металлических форм необходимых для изготовления железобетонных изделий, применяемых в строительстве зданий и сооружений.

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования подстанции на территории ТОР Хабаровск для реализации проекта строительства ремонтно-механического завода

Целью работы является разработка системы электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать систему внешнего электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода;
2. произвести выбор пункта приема энергической энергии – ГПП;
3. произвести выбор и проверку оборудования на ГПП.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности для электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода.

В работе проводится реконструкция существующей подстанции и выбор силового оборудования.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприемников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

Графическая часть включает 6 листов формата А1, выполнена в Microsoft Office Visio.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

1.1 Географическая характеристика района проектирования

Проектируемый ремонтно-механический завод планируется к размещению на территории ТОР Хабаровск. ТОР Хабаровск – часть территории Хабаровского края и города Хабаровск, где установлен особый правовой режим с целью осуществления предпринимательской и иных видов деятельности, призванный сформировать условия, благоприятные для привлечения инвесторов и обеспечить развитие социально-экономической сферы ускоренными темпами.

Хабаровск, где будет располагаться проектируемый ремонтно-механический завод, – центр Хабаровского края. Один из крупнейших политических, образовательных и культурных центров Дальнего Востока России. Население Хабаровска составляет 618 150 чел. (на 2020 год). Площадь города – 386 км². Расположен в центре пересечения международных железнодорожных и воздушных транспортных путей на правом берегу Амурской протоки и реки Амур на Среднеамурской низменности, вблизи границы с Китаем. Расположение города и ТОР Хабаровск, на территории которого будет расположен проектируемый ремонтно-механический завод, представлен на карте.

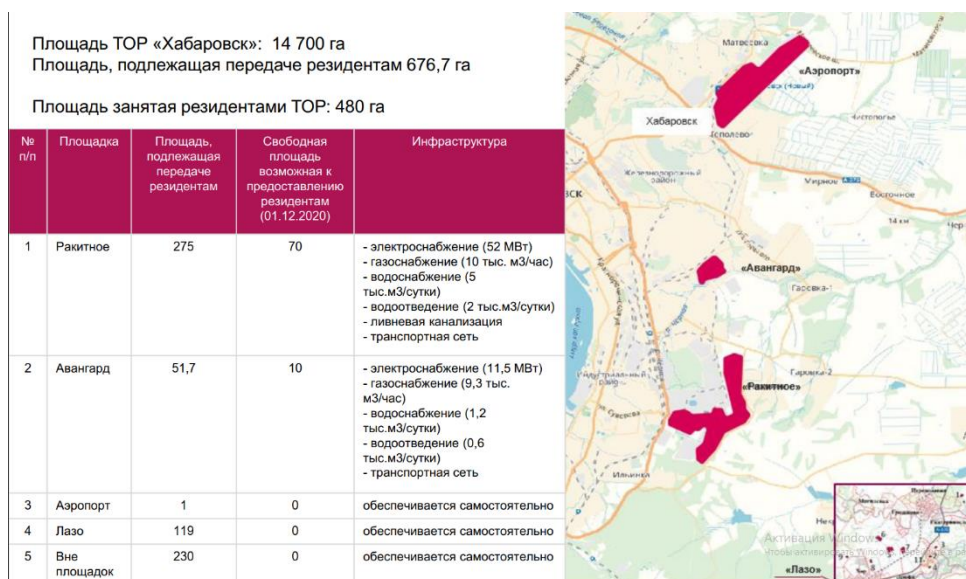


Рисунок 1 – Расположение и характеристика ТОР Хабаровск

1.2 Климатическая характеристика района проектирования ремонтно-механического завода

Территория ТОР Хабаровск, на территории которого будет располагаться проектируемый ремонтно-механический завод, располагается в городе Хабаровск, а также в окрестностях города.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Параметр	Значение	Нормативный документ
1	2	3
Климатический район	12 (холодный)	ГОСТ 16350-80, таблица 1, чертеж 1
Район строительства	1Д	СП 131.13330.2012 рисунок А1
Зона влажности	2-я (нормальная)	СП 50.13330.2012
Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-20°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-27°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Абсолютная минимальная температура воздуха	-37°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	75%	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)	СП 20.13330.2016 карта 2
Снеговая нагрузка	II район	СП 20.13330.2016 карта 1
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)	СП 20.13330.2016 карта 3
Район по скоростному напору ветра	II (0,5 кПа)	ПУЭ 7 издание
Район по толщине стенки гололеда	III (25 мм)	ПУЭ 7 издание

Климат Хабаровска и его окрестностей и близлежащих территорий – умеренный, муссонный, с характерной холодной снежной зимой и влажным жарким летом. Максимальная температура воздуха - плюс 36,7 °С; минимальная температура воздуха - минус 41,1 °С. Вышеупомянутый климат формируют следующие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- горный рельеф.

В год выпадает в среднем 684 мм осадков. Максимальное количество осадков за сутки – 121,2 мм – было зарегистрировано в июле 1985 года. Максимальная сумма осадков за месяц выпала в августе 1981 года и составила 434 мм.

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °С	0,6	6,3	17,0	28,9	31,5	36,7	35,7	35,6	30	25,8	15,5	6,6	36,7
Средний максимум, °С	-15,7	-10,7	-1,5	10,4	18,6	23,9	26,6	24,8	19,1	10,0	-3,1	-13,5	7,4
Средняя температура, °С	-19,8	-15,4	-6,4	4,8	12,4	18,1	21,3	19,9	13,7	5,1	-7,2	-17,3	2,4
Средний минимум, °С	-23,5	-19,7	-11	0,1	7,1	13,0	16,8	15,9	9,2	1,0	-10,6	-20,6	-1,9
Абсолютный минимум, °С	-41,1	-35,1	-28,9	-15,1	-3,1	2,2	6,8	4,9	-3,3	-15,6	-27,4	-36,7	-41,1
Норма осадков, мм	13	11	22	43	62	74	133	154	79	50	25	17	684
Средняя влажность, %	75	72	68	63	65	74	79	83	78	67	69	73	72

Рисунок 2 – Климатическая характеристика города Хабаровск и его окрестностей

1.3 Описание технологического процесса ремонтно-механического завода

Проектируемый ремонтно-механический завод будет предназначен для выполнения станочных ремонтных работ, механической обработки деталей, подлежащих изготовлению и обработке после наплавочных, гальванических и других видов работ. Механический цех в составе ремонтно-механического завода имеет участок восстановления деталей с оборудованием необходимым

для этих целей; участок по изготовлению деталей и запасных частей; участок общих ремонтных работ; слесарный участок; склад металла и заготовок; кладовую вспомогательных материалов; инструментальную кладовую; заготовительное отделение; участок ОТК; кладовую готовых деталей.

В механических цехах обрабатывается широкая номенклатура разнообразных деталей, насчитывающая сотни и тысячи наименований.

Эти детали отличаются:

- видом материала
- методом получения заготовки
- серийностью производства
- сложностью
- габаритными размерами
- точностью обработки
- чистотой поверхности и другими характеристиками.

Направление деятельности проектируемого ремонтно-механического завода – выпуск металлоконструкций различного назначения: объемных и плоских каркасов, лестниц, площадок, закладных деталей из труб и стержневой арматуры, арок временной и постоянной крепи, эстакады для прокладки кабелей и трубопроводов, строительные конструкции каркасов зданий и сооружений, корпы, нестандартизированное оборудование, армометаллоблоки и различные виды опалубок для крепления вертикальных и горизонтальных выработок, работы по антикоррозионному покрытию металлоконструкций, ремонт любой техники крупногабаритной и изготовление запчастей к ней.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значениям электрических нагрузок промышленных предприятий определяют выбор всех элементов системы электроснабжения. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения.

При проектировании системы электроснабжения или анализе режимов ее работы потребители электроэнергии (отдельный приемник электроэнергии, группа приемников, цех или завод в целом) рассматривают в качестве нагрузок. Различают следующие виды нагрузок: активную мощность P , реактивную мощность Q , полную мощность S и ток I .

В таблице приведены все электроприемники ремонтно-механического завода, проектируемого в ТОР Хабаровск.

Таблица 2 – Исходные данные по электроприёмникам

Наименование ЭП	Количество ЭП, шт	Номинальная мощность одного ЭП, кВт	Ки	$\cos\varphi / \operatorname{tg}\varphi$
1	2	3	4	5
Циркуляционный насос	2	1,5	0,43	0,70/1,02
Рециркуляционный насос	2	1,5	0,70	0,85/0,62
Вентилятор	1	0,18	0,70	0,80/0,75
Обогреватель	2	1,1	0,60	1,00/0,00
Насос системы ХВО	1	2,2	0,80	0,67/1,11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Циркуляционный насос	2	5,5	0,43	0,70/1,0 2
Циркуляционный насос системы	2	37	0,90	0,78/0,8 0
Грелка для масла	4	4	0,97	1,00/0,0 0
Циркуляционный насос	2	9,60	0,43	0,70/1,0 2
Компрессор	2	449,76	0,78	0,80/0,7 5
Насос	2	36,47	0,90	0,90/0,48
Насос перекачки охлаждающей воды	2	18,23	0,90	0,90/0,48
Вентилятор	2	13,37	0,75	0,80/0,7 5
Охладитель воздуха	1	3,53	0,30	0,80/0,7 5
Осушитель воздуха	1	26,38	0,30	0,80/0,7 5
Кран	2	82,66	0,30	0,50/1,73
Вентилятор	1	18,23	0,70	0,80/0,7 5
Нагреватель клапана	4	4,86	0,60	1,00/0,0 0
Электроплита	1	109,40	0,65	1,00/0,0 0
Электрокипятильник	1	72,93	0,60	1,00/0,0 0
Шкаф холодильный	1	3,65	0,70	0,80/0,7 5
Кран-балка	2	182,34	0,80	0,90/0,48
Вентилятор	6	91,17	0,70	0,80/0,7 5
Вентилятор центробежный	8	26,74	0,70	0,80/0,7 5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Вентилятор осевой	8	4,50	0,70	0,80/0,7 5
Воздушная завеса	2	18,23	0,10	0,55/1,52
Агрегат электронасосный вертикальный	8	182,34	0,65	0,70/1,02
Вентилятор	1	93,60	0,70	0,80/0,7 5
Насос	3	1 604,55	0,70	0,80/0,7 5
Вентилятор	1	14,59	0,70	0,80/0,7 5
Обогреватель трубопроводов	1	328,20	0,56	0,85/0,62
Стол островной физический	2	48,62	0,02	0,40/2,29
Шкаф вытяжной	3	36,47	0,20	0,5/1,73
Конвейер ленточный	2	224,88	0,75	0,75/0,88
Кран мостовой	1	589,55	0,20	0,50/1,73
Классификатор с непогружной спиралью:		0,00		
Привод вращения спирали	2	267,43	0,17	0,60/1,33
Привод подъема спирали	2	36,47	0,17	0,6/1,33
Приточная система:		0,00		
Вентилятор	4	133,71	0,70	0,80/0,7 5
Электронагреватель	4	43,76	0,56	0,85/0,62
Приточная система:		0,00		
Вентилятор	6	66,86	0,70	0,80/0,7 5
Электронагреватель	6	19,45	0,10	0,98/0,20

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Центробежный вентилятор	2	26,74	0,70	0,80/0,75
Воздушная завеса	4	18,23	0,10	0,50/1,73
Центробежный вентилятор	4	6,69	0,70	0,80/0,75
Установка вскрытия барабанов	2	18,23	0,20	0,60/1,33
Вентилятор осевой	12	13,37	0,70	0,80/0,75
Вакуум-насос	1	91,17	0,80	0,85/62
металлорежущие станки	13	145,87	0,12	0,50/1,75
приводы очистных барабанов	5	334,28	0,2	0,65/1,17
приводы очистных барабанов	2	334,28	0,2	0,65/1,17
фрезерные станки	5	393,84	0,2	0,65/1,17
фрезерные станки	1	393,84	0,2	0,65/1,17
распределители	4	311,19	0,12	0,50/1,75
распределители	1	311,19	0,12	0,50/1,75
токарные станки	3	342,79	0,17	0,50/1,75
токарные станки	1	342,79	0,17	0,50/1,75
штабилирующий стол	6	218,80	0,17	0,50/1,75
штабилирующий стол	6	170,18	0,2	0,65/1,17
штабилирующий стол	6	170,18	0,2	0,65/1,17
пресс	1	221,23	0,2	0,65/1,17
точильно-шлифовальный станок	2	212,72	0,2	0,65/1,17
точильно-шлифовальный станок	2	212,72	0,2	0,65/1,17
точильно-шлифовальный станок	1	212,72	0,2	0,65/1,17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
грохоты	7	346,44	0,12	0,50/1,75
грохоты	3	200,57	0,12	0,50/1,75
грохоты	5	200,57	0,12	0,50/1,75
вентилятор осевой	1	145,87	0,65	0,80/0,75
вентилятор осевой	1	145,87	0,65	0,80/0,75
вентилятор осевой	1	145,87	0,65	0,80/0,75
привод вращения спирали классификатора	4	176,26	0,17	0,50/1,75
привод вращения спирали классификатора	1	176,26	0,17	0,50/1,75
пресс	6	273,50	0,22	0,65/1,17
завалочные машины	4	325,77	0,17	0,50/1,75
завалочные машины	1	325,77	0,17	0,50/1,75
пресс	1	440,04	0,2	0,65/1,17
сварочный дуговой автомат	4	1 458,68	0,3	0,35/2,68
механизм пылеуборки	2	176,26	0,2	0,65/1,17
приводы молотов	1	224,88	0,2	0,65/1,17
приводы молотов	1	224,88	0,2	0,65/1,17
кран	1	66,86	0,2	0,50/1,73
кран	1	66,86	0,2	0,50/1,73
Итого		15130,79		

Алгоритм расчета электрических нагрузок по первому этапу

Групповая номинальная (установленная) активная мощность – сумма номинальных активных мощностей группы ЭП:

$$P_{ном} = \sum_1^n P_{ном}, \quad (1)$$

где n - число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность – алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей входящих в группу ЭП:

$$Q_{ном} = \sum_1^n P_{ном} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где $tg\varphi$ - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

Далее определяются средние активные и реактивные мощности каждой характерной группы ЭП:

$$P_{cp} = P_{ном} \cdot K_u; \quad (3)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi. \quad (4)$$

Определяются суммарные значения средней активной и реактивной мощности:

$$\sum P_{cp} = \sum_1^m P_{ном} \cdot K_u; \quad (5)$$

$$\sum Q_{cp} = \sum_1^m P_{с} \cdot tg\varphi, \quad (6)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешанный коэффициент использования:

$$K_u = \sum P_{cp} / P_{ном}. \quad (7)$$

Определяется эффективное число электроприемников по выражению:

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \sum P_{\text{ном}} / P_{\text{ном.макс}} . \quad (8)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p по /1/.

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ определяется в зависимости от средней мощности P_{cp} и соответствующего значения K_p :

$$P_p = K_p \cdot P_{cp} . \quad (9)$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:
для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от $n_{\text{Э}}$

$$\text{при } n_{\text{Э}} \leq 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_c \quad (10)$$

$$\text{при } n_{\text{Э}} > 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = Q_c \quad (11)$$

Для магистральных шинопроводов и шин цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху (корпусу, предприятию):

$$Q_p = K_p \cdot Q_c \text{ при } K_p < 1 \quad (12)$$

К расчетным силовым нагрузкам $P_{p.c}$ и $Q_{p.c}$ добавляются осветительные нагрузки $P_{p.o}$, $Q_{p.o}$:

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.o} ; \quad (13)$$

$$Q_p = Q_{p.c} + Q_{p.o} ; \quad (14)$$

Расчетная мощность на шинах 10 кВ распределительных и главных подстанций определяется с учетом коэффициента одновременности, значение которого принимается в зависимости от средневзвешанного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам распределительного устройства (РУ):

$$P_p = \sum P_c \cdot K_0 \quad (15)$$

$$Q_p = \sum Q_c \cdot K_0 \quad (16)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (17)$$

Расчет нагрузки напряжением 0,38 кВ

Для примера определим расчетную нагрузку котельной по приведенному выше алгоритму:

$$P_{ном} = 3 + 3 + 0,18 + 2,2 + 2,2 + 11 + 74 + 16 + 1,58 = 113,16 \text{ кВт};$$

$$Q_{ном} = 3 \cdot 1,02 + 3 \cdot 0,62 + 0,18 \cdot 0,88 + 2,2 \cdot 0 + 2,2 \cdot 0,62 + 11 \cdot 1,02 + 74 \cdot 0,48 + 16 \cdot 0 + 1,58 \cdot 1,02 = 54,79$$

квар;

$$P_{cp} = 3 \cdot 0,43 + 3 \cdot 0,70 + 0,18 \cdot 0,70 + 2,2 \cdot 0,60 + 2,2 \cdot 0,80 + 11 \cdot 0,43 + 74 \cdot 0,90 + 16 \cdot 0,97 + 1,58 \cdot 0,43 = 94,13$$

кВт;

$$Q_{cp} = 3 \cdot 0,43 \cdot 1,02 + 3 \cdot 0,70 \cdot 0,62 + 0,18 \cdot 0,70 \cdot 0,88 + 2,2 \cdot 0,60 \cdot 0 + 2,2 \cdot 0,80 \cdot 0,62 + 11 \cdot 0,43 \cdot 1,02 + 74 \cdot 0,90 \cdot 0,48 + 16 \cdot 0,97 \cdot 0 + 1,58 \cdot 0,43 \cdot 1,02 = 63,46 \text{ квар}$$

$$K_u = 94,13 / 113,16 = 0,83;$$

$$\text{tg}\varphi = Q_{cp} / P_{cp} = 63,46 / 94,13 = 0,67;$$

$$n_{\text{э}} = 2 \cdot 113,16 / 37 \approx 6;$$

$$K_p = 1 \text{ при } K_u = 0,83 \text{ и } n_{\text{э}} = 6;$$

$$P_p = 1 \cdot 94,13 = 94,13 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 63,46 = 69,81 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{94,13^2 + 69,81^2} = 117,19 \text{ кВА}$$

Результаты расчета сведены в таблицу.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок по I этапу

Наименование ЭП	Исходные данные				Ки	tgφ	nэф	Pp, кВт	Qp, квар
	nэп	Номинальная мощность, кВт							
		одного	общая						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Циркуляц. насос	2	1,5	3	0,43	1,02	2	1,29	1,32	
Рециркуляц. Насос	2	1,5	3	0,70	0,62	2	2,10	1,30	
Вентилятор	1	0,18	0,18	0,70	0,75	1	0,13	0,10	
Обогрев-ль	2	1,10	2,20	0,60	0	2	1,32	0	
Насос системы ХВО	1	2,2	2,2	0,80	1,11	1	1,76	1,95	
Циркуляц. насос	2	5,5	11	0,43	1,02	2	4,73	4,82	
Циркуляц. насос системы	2	37	74	0,90	0,80	2	66,6	53,28	
Грелка для масла	4	4	16	0,97	0	4	15,52	0	
Циркуляц. насос	2	0,79	1,58	0,43	1,02	2	0,68	0,69	
Итого	18	53,77	113,16	0,83	0,67	18	94,13	63,46	

Аналогично рассчитываются остальные потребители напряжением 0,38 кВ, результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчетная нагрузка ЭП напряжением 0,38 кВ

Наименование электроприемников	К _р	п _э	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	S _{ср} , кВА	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
главный корпус	1	35	7868,02	6491,12	10199,94	7868,02	5901,02	9835,03
котельная	1	6	94,1	63,5	113,5	94,1	63,5	113,5
административное здание	1	8	323	155	358,3	323	155	358,3
насосная	1	10	752	620,4	974,88	752	564	940
Итого по 0,38 кВ:			9037,12	7330,02	11646,62	9037,12	6683,52	11246,83

Расчет осветительной нагрузки по цехам

Осветительная нагрузка определяется по каждому цеху исходя из площади, удельной нагрузки и коэффициента использования. Расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формуле;

$$P_{ном} = P_{уд} \cdot F \cdot K_{II} \quad (18)$$

где F - площадь цеха, корпуса, м²;

$$P_{уд} = 0,015 \text{ кВт/м}^2;$$

$$K_{II} = 0,52;$$

$$P_{ср} = K_{II} \cdot P_{ном}; \quad (19)$$

$$P_{ро} = P_{ср} \quad (20)$$

В качестве примера рассчитаем осветительную нагрузку для главного корпуса:

$$P_{ро} = P_{ср} = 0,015 \cdot 5760 \cdot 0,52 = 82,1 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитываются остальные электроприемники, результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу:

Таблица 5 - Осветительная нагрузка по цехам

Наименование электроприемников	$P_{уд},$ Вт/м ²	F, м ²	$P_{ро},$ кВт
внутреннее освещение			
главный корпус		5760	82,1
котельная		432	6,2
насосная		468	6,7
наружное освещение			
административное здание	0,09	640000	57,6
котельная	0,09	1500000	135
Итого:	-	-	321,9

Определение суммарной расчетной нагрузки по предприятию в целом

По формулам определяются суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки предприятия с учетом осветительной нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = P_{p.c} + P_{p.o} \text{ кВт}; \quad (21)$$

$$P_{p\Sigma} = 9037,12 + 321,9 = 9359,02 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p.c} = 6683,52 \text{ квар}$$

По формулам определяется суммарная расчетная нагрузка предприятия с учетом коэффициента одновременности, равного $K_0 = 0,95$ при средневзвешанном коэффициенте использования 0,67 и числе присоединений 16-25 напряжения 6 (10) кВ на шинах [1]:

$$P_{pc} = \sum P_c \cdot K_0 \text{ кВт}; \quad (22)$$

$$P_{pc} = 0,95 \cdot 9359,02 = 8891,07 \text{ кВт};$$

$$Q_{pc} = \sum Q_c \cdot K_0 \text{ квар}; \quad (23)$$

$$Q_{pc} = 0,95 \cdot 6683,52 = 6349,34 \text{ квар};$$

$$S_{pc} = \sqrt{8891,07^2 + 6349,34^2} = 10822,66 \text{ кВА}$$

В системе электроснабжения завода должна компенсироваться реактивная мощность.

Компенсация реактивной мощности

Произведем расчет компенсации реактивной мощности на примере КТП, питающей насосную. Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть, квар;

$$Q_{\max T} = \sqrt{(K_{зТ} \cdot n_{ТЭ} \cdot S_{НТ})^2 - S_{P.i}^2}, \quad (24)$$

где $K_{зТ}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{ТЭ}$ – экономически оправданное количество трансформаторов;

$S_{НТ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчётная активная мощность за наиболее загруженную смену, кВт.

$$Q_{\max T} = \sqrt{(0,85 \cdot 5 \cdot 630)^2 - 2488^2} = 989,4 \text{ квар}.$$

Определяем мощность батарей конденсаторов по первому критерию:

$$Q_{НК1} = 1447,8 - 989,4 = 458 \text{ квар}.$$

Следовательно, требуется установка батарей конденсаторов по первому критерию:

$$Q_{НК1} = 458 \text{ кВар}.$$

Определяем долю мощностей батарей конденсаторов по второму критерию:

$$Q_{HK2} = Q_p - Q_{HK1} - \gamma \cdot n_{тэ} \cdot S_{HT}, \quad (25)$$

где γ – расчётный коэффициент значение которого зависит от:

1. Выбора схемы электроснабжения;
2. Вводимых коэффициентов K_1 и K_2 :

Для зоны Дальнего Востока

$$K_1 = 15;$$

$K_2 = 3$ – в зависимости от длины линии и мощности трансформаторов;

$$\gamma = 0,32.$$

$$Q_{HK2} = 1447,8 - 458 - 0,32 \cdot 6 \cdot 630 = -220 \text{ квар.}$$

Следовательно, установка батарей конденсаторов по второму критерию не требуется $Q_{HK2} = 0$.

Таким образом, для КТП, питающей насосную, требуется установка батарей конденсаторов $Q_{HK} = 458$ квар.

Расчетная реактивная нагрузка после установки комплексных конденсаторных установок для КТП, питающей насосную:

$$Q_p' = Q_p - Q_{ку} \quad (26)$$

$$Q_p' = 281,1 - 100 = 181,1 \text{ квар}$$

Пересчитываем полную расчетную мощность:

$$S_p' = \sqrt{P_p'^2 + Q_p'^2}, \quad (27)$$

$$S_p' = \sqrt{410,3^2 + 181,1^2} = 448,5 \text{ квар}$$

Определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_{п' тр} = \frac{S_p'}{K_{э.м.} \cdot n_m}, \quad (28)$$

$$S_{п' тр} = \frac{448,5}{0,85 \cdot 1} = 527,10 \text{ кВА}$$

С учетом компенсации для КТП, питающей насосную, 2хТМ-630/10.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

Наименование корпуса	$N_{онт}$, шт	$S_{ном.т}$ кВА	$Q_{НК}$, квар	Количество и марка НБК	Мощность батареи, квар	K_3
главный корпус	4	2500	2205,613	2×УК-0,38-220	220	0,70
административное здание	1	630	0	-		0,65
насосная	2	630	427,393	2×УК-0,38-110	110	0,70

Суммарная реактивная мощность ремонтно-механического завода составляет:

$$Q_{рс} = 6349,34 \text{ квар};$$

Суммарная реактивная мощность установленных компенсирующих устройств на ремонтно-механическом заводе составляет:

$$Q_{ку} = 2 \cdot 220 + 2 \cdot 110 = 660 \text{ квар};$$

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = 6349,34 - 660 = 5689,34 \text{ квар};$$

Полная мощность ремонтно-механического завода с учётом компенсации:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{8891,07^2 + 5689,35^2} = 10430,72 \text{ кВА}$$

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор источников питания

Ближайшая к проектируемому ремонтно-механическому заводу ПС 110/35/6 кВ Горький, которая получает питание от ХТЭЦ-1 по двухцепной ВЛ 110 кВ.

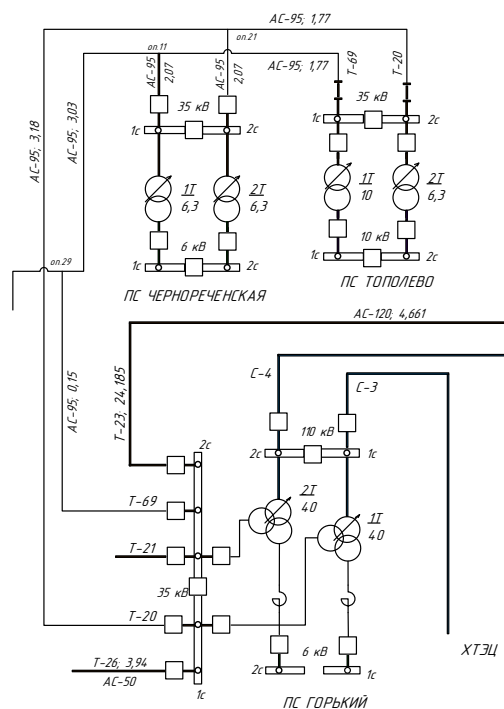


Рисунок 3 – Схема электроснабжения электрической сети

Для проектируемого ремонтно-механического завода принят пункт приема электрической энергии – ГПП. Для рассчитанной нагрузки проектируемого ремонтно-механического завода произведём проектирование ГПП, которая будет подключена к шинам 35 кВ от ПС Горький и будет являться тупиковой ГПП.

3.2 Выбор номинального напряжения

Произведём проверку существующего напряжения подстанции с рассчитанным экономически целесообразным напряжением для подстанции.

Номинальное напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах. Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{\text{лц}}}}}, \quad (29)$$

где L – длина линии, км;

$S_{\text{лц}}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{5,2}}} = 44,17 \text{ кВ}$$

Подстанцию экономически целесообразно проектировать на уровне напряжения 35 кВ.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Таким образом, для проектируемого ремонтно-механического завода проектируем ГПП напряжением 35/10 кВ, которая будет запитана

по 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ Горький, расположенную в 10 км от проектируемой подстанции.

Выбираем подстанцию открытого типа (ОРУ) при реконструкции, поскольку в настоящий момент подстанция выполнена открытого типа, а изменение типа исполнения значительно увеличит стоимость реконструкции.

3.3 Выбор марки и сечения питающих линий

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току [5], учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (30)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм².

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = \alpha \cdot I_5, \quad (31)$$

где I_5 – базисный ток, А;

α – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени [5]:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (32)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$ – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ Горький - ГПП $I_{нб}$ принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неспк}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^5, \text{ А.} \quad (33)$$

где P_{\max} – наибольшая активная мощность протекающая по линии;

$Q_{\text{неспк}}$ – некомпенсированная реактивная мощность.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{8,8^2 + 5,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 101 \text{ А}$$

Выбираем провод питающей линии АС-150. Этим проводом будет выполнена линия ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Горький до ГПП.

3.4 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная однолинейная схема подстанции Седанка изображена на листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической

стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

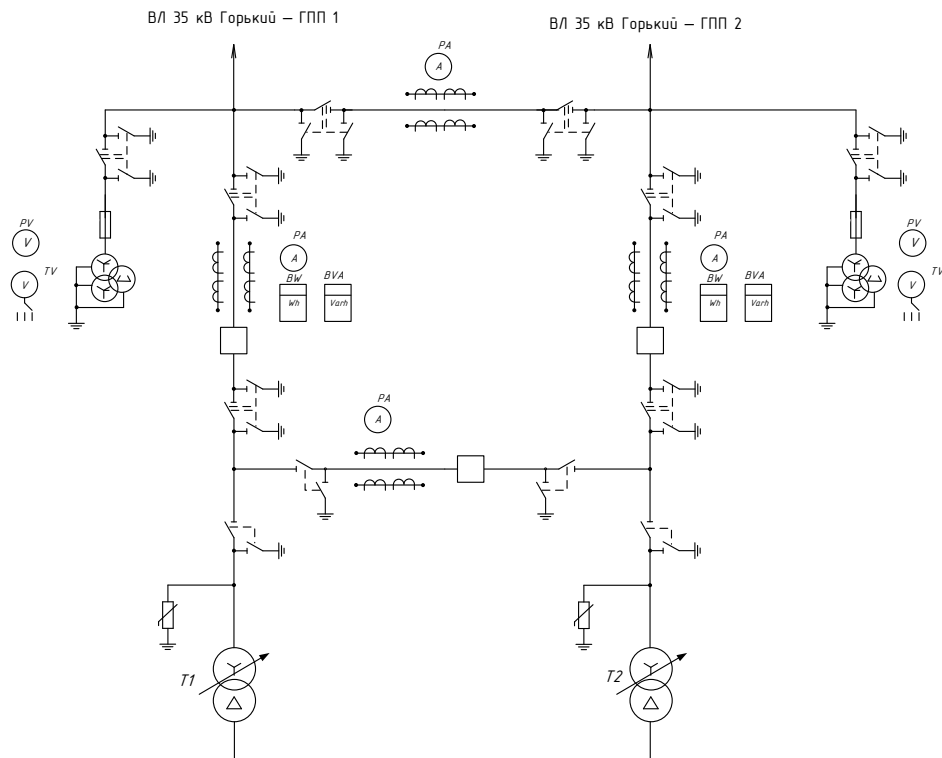


Рисунок 4 – Подстанция ГПП

Выбираем схему подстанции ГПП – два блока с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны линий. ГПП подключена к шинам 35 кВ ПС Горький.

4 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции [3].

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований зависить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать,

что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от одното трансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвигного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет [7].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (34)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Произведём выбор трансформаторов на ГПП. Расчёт нагрузки предприятия произведен на стр. 26 – согласно произведенному расчету $S=10430,72$ кВА с учётом компенсации реактивной мощности.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{10,4}{2 \cdot 0,7} = 7,71$$

На ГПП выбираем 2 трансформатора ТМН – 10000/35/10 кВ. Произведём проверку установленных на подстанции трансформаторов.

$$k_3 = \frac{10,4}{2 \cdot 10} = 0,54$$

$$k_{3/па} = \frac{10,4}{10} = 1,08$$

В нормальном и послеаварийном режиме коэффициенты загрузки соответствуют оптимальным. Следовательно, трансформаторы выбраны верно.

Произведём проверку трансформаторов на ПС 110 кВ Горький, от которой будет запитана ГПП. На подстанции установлены 2 трансформатора мощностью 40 МВА. Существующая нагрузка подстанции по результатам контрольного замерам декабря 2020 года составляет 28,42 МВА. С учётом проектируемой ГПП, суммарная нагрузка ПС 110 кВ Горький составит 38,82 МВА. Произведём проверку установленных на подстанции трансформаторов.

$$k_3 = \frac{38,82}{2 \cdot 40} = 0,48$$

$$k_{3/па} = \frac{38,82}{40} = 0,97$$

В нормальном и послеаварийном режиме коэффициенты загрузки соответствуют оптимальным. Следовательно, трансформаторы на ПС 110 кВ Горький не требуют замены.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС ГПП и шины 10 кВ ПС ГПП (К-2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: S_6 – базовой мощностью, МВ·А; U_6 – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{\text{ср}}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

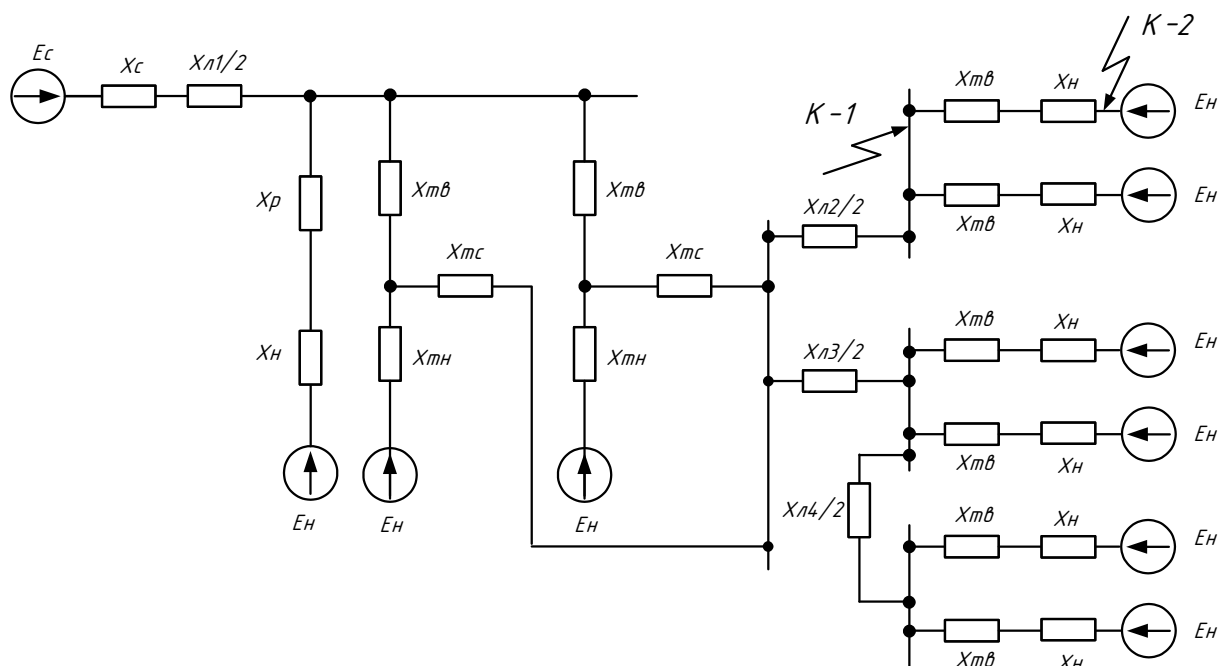


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

- для системы $E_c'' = 1$;
- для генераторов $E_G'' = 1,08$, $X_G = 0,125$ так как $P_{\text{ном Г}} < 100 \text{ МВт}$.

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 6 – Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
СД высоковольтн.	50
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H^n = 1,03; \quad (35)$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H} \quad (36)$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.}$$

где S_H – суммарная мощность нагрузки, принимаем по таблице 10.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (37)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 35} = 0,026 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС ГПП.

Определим сопротивление трансформатора на ПС Горький:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) \quad (38)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%.$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%.$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%.$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{TB}} \quad (39)$$

$$X_{3ATB} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,052 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATH} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,119 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATC} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{63} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{61}}^2} \quad (40)$$

$$X_{Л1} = 0,65 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

где $X'_{Л1}$ – сопротивление линии.

Для $X_{Л4}$ сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left(X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{61}}^2} \quad (41)$$

$$X_{Л4} = \left(1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{T1} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_1 = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_2 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (44)$$

$$X_3 = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (47)$$

$$X_4 = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (45)$$

$$X_5 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (46)$$

$$X_6 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_{11} = \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}} \text{ о.е.} \quad (47)$$

$$X_{11} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ о.е.}$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{J5}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{3ATC} \text{ о.е.} \quad (48)$$

$$X_{12} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{J16}}{X_{11} + X_{J15} + X_{J16}} + X_{J1} \text{ o.e.} \quad (49)$$

$$X_{13} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_{14} = \frac{X_{J15} \cdot X_{J16}}{X_{11} + X_{J15} + X_{J16}} \text{ o.e.} \quad (50)$$

$$X_{14} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.}$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} \text{ o.e.} \quad (51)$$

$$X_{H1} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.}$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} \text{ o.e.} \quad (52)$$

$$X_7 = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.}$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \text{ o.e.} \quad (53)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.}$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} \text{ o.e.} \quad (54)$$

$$X_{16} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.}$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} \quad (55)$$

$$X_{17} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = 0,049 \text{ o.e.}$$

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} \text{ o.e.} \quad (56)$$

$$X_{18} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ o.e.}$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (57)$$

$$X_{19} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ o.e.}$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (58)$$

$$X_{20} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ o.e.}$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (59)$$

$$X_{21} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ o.e.}$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} \text{ o.e.} \quad (60)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ o.e.}$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} \text{ o.e.} \quad (61)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ o.e.}$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} \text{ o.e.} \quad (62)$$

$$X_{24} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.}$$

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.},$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

Расчет токов КЗ

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}, \text{ кА}, \quad (63)$$

где I_{δ} – базовый ток;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \text{ кА} \quad (64)$$

$$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi 01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\delta}}{X_{48}} \text{ кА}; \quad (65)$$

$$I_{\Pi 01}^{(3)} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 02}^{(3)} = \frac{E_{\Gamma} \cdot I_{\delta}}{X_{44}} \text{ кА}; \quad (66)$$

$$I_{\Pi 02}^{(3)} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\delta}}{X_{47}} \text{ кА}; \quad (67)$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\Pi 01}^{(3)} + I_{\Pi 02}^{(3)} + I_{\Pi 03}^{(3)} \text{ кА.} \quad (68)$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА.}$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}. \quad (69)$$

где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (70)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Однофазное КЗ:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА,} \quad (71)$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА,}$$

$$I_k^{(1)} = 3 \cdot I_{K1}^{(1)}. \quad (72)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА}.$$

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА} \quad (73)$$

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА}$$

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \text{ кА}. \quad (74)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096.$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{n0}^{(3)} \text{ кА}, \quad (75)$$

где k_{y0} – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [15, с.110] принимаем среднее значение $k_{y0} = 1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА}. \quad (76)$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.

Таблица 7 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ	
	К – 1, на шинах 35 кВ ПС ГПП	К – 2, на шинах 10 кВ ПС ГПП
ток трехфазного КЗ $I_{\Pi 0}^{(3)}$, кА	11	11,69
ток однофазного КЗ $I_{\kappa}^{(1)}$, кА	12,8	10,16
апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} , кА	18,1	16,53
ударный ток КЗ $i_{y\partial}$, кА	35,02	28,38

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ГПП

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование подороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{1,4 \cdot S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \text{ А} \quad (77)$$

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{1,4 \cdot 10,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 240 \text{ А}$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{1,4 \cdot 10,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 840 \text{ А}$$

Для секционного выключателя максимальный рабочий ток

$$I_{P_{\max сек}} = \frac{I_{P_{\max BH}}}{2} = 120 \text{ А}$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} \text{ А} \quad (78)$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 8– Выключатель секционный ВВН-СЭЦ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 120 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,02 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$
$I_{ВКЛ} = 15 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 11 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 15 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Таблица 9 – Выключатель вводной ВВН-СЭЦ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 240 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,02 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{КН}$
$I_{ВКЛ} = 15 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 11 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 15 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

На низкой стороне выбран КРУН наружной установки 10 кВ марки К-59ХЛ1 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-6-20/630 с электромагнитным приводом.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{K3}^2 * (t_{\text{защ}} + T_a) \quad (79)$$

$$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} * \beta_n * I_{\text{откл}} \quad (80)$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о β_n , ее можно определить по формуле:

$$\beta_n = I_a / (\sqrt{2} \text{ IPO}) \quad (81)$$

$$\beta_n = 0,6$$

Тогда:

$$i_{\text{аном}} = 16,97 \text{ кА}$$

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 900 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 840 \text{ кА}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 28,38 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{КН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 11,69 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 10,36 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{аном}}$

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Выбор разъединителей проводится также как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=900$ А	$I_{pMAX} = 840$ кА	$I_p \leq I_H$
$B_{K.ГН} = 4800$ кА ² с	$B_K = 10,67$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH.ГН}$
$B_{K.ЗН} = 1600$ кА ² с	$B_K = 10,67$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH.ЗН}$
$I_{СКВ ГН} = 64$ кА	$I_{уд} = 35,02$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:- при $U_H \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (82)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{ном} , \quad (83)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} \quad (84)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

-по конструкции и классу точности;

-по электродинамической стойкости;

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{ном} , \quad (85)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

-по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T * I_{ном})^2 t_T , \quad (86)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная;

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (87)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 . \quad (88)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (89)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}} \quad (90)$$

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ доп}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (91)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-35-3-2 УХЛ1 100/5.

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$R_{\text{НАГ Р}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (92)$$

$$R_{\text{ПР}} = R_{2 \text{ доп}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}} \quad (93)$$

где $R_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$R_{2 \text{ доп}}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока ($R_{2 \text{ доп}} = 0,4 \text{ Ом}$);

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = S_{\text{ПРИБ}} / I_2^2, \quad (94)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{ПРИБ}} = 6,5 \text{ ВА}$,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом}$$

$R_{\text{К}}$ - сопротивление контактов ($R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$R_{\text{ПР}} = 0,84 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho * \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (95)$$

где ℓ – длина соединительных проводов ($\ell = 60 \text{ м}$);

Таблица 13 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

№ п/п	U_H , кВ	l , м
1	10	5-6
2	35	60-80
3	220	100-120

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283$$

В результате получим:

$$S = 2,02 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (96)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,106 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 0,425 \text{ Ом} \quad (97)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{P\text{max}} = 240 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_K = 5043 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{\text{дин}} = 106 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 35,02 \text{ кА}$	$k_{\text{дин}} * \sqrt{2} I_H \geq i_{\text{уд}}$
$S_{\text{доп}} = 4 \text{ мм}^2$	$S = 2,02 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{доп}}$

Выберем трансформатор тока на стороне низкого напряжения

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2 200/5.

Определим сечение проводов по формуле (25), для $l = 5$ м:

$$S = \frac{\rho * l}{R_{\text{пр}}}, \quad (98)$$

$R_{\text{пр}}$ определяется по выражению, для $R_{2\text{доп}} = 0,6$

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,28 \quad (99)$$

В результате получим:

$$S = 0,516 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением 2,5 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * l}{S} \quad (100)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,0578 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,3778 \text{ Ом} \quad (101)$$

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 840 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_H = 0,3778 \text{ Ом}$	$Z_H \leq Z_H$
$B_K = 94,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 28,38 \text{ кА}$	$k_{\text{дин}} * \sqrt{2} I_H \geq i_{\text{уд}}$
$S_{\text{доп}} = 2,5 \text{ мм}^2$	$S = 0,516 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{доп}}$

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (102)$$

-по конструкции и схеме соединения;

-по классу точности;

-по вторичной нагрузке:

$$S_2 \Sigma \leq S_{\text{ном}}, \quad (103)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2 \Sigma$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В*А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} * \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} * \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (104)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НАМИ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2, \text{расч.}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2, \text{расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (105)$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НАМИ – удвоенная мощность одного НАМИ.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Сумма				73

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_2\Sigma = 42 \text{ Вт}; \quad (106)$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В}\cdot\text{А}\cdot\text{р}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 64,0 \text{ В}\cdot\text{А}. \quad (107)$$

Выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 64 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт};$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В*Ар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 60 \text{ В*А.}$$

На стороне НН выбираем два трансформатора напряжения типа НАМИ-6-У2

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ В*А}$	$S_P = 60 \text{ В*А}$	$S_H \geq S_P$

6.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{дон} \geq I_{раб.мах} \tag{108}$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \tag{109}$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (110)$$

можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$; для стальных шин – $C = 70$;

A - абциссы зависимости $Q = f(j; t; \text{материал шин})$, здесь Q - температура нагрева шин,

t – время протекания процесса нагрева;

-по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (111)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19

$$d = 15,2 \text{ мм,}$$

$$I_{\text{доп}} = 309 \text{ А}$$

Проверка шин на сжестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

6.6 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

$$I_{\text{max}}=1490 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем двухполосные шины 2х(60х8) с допустимым током

$$I_{\text{доп}}=1680\text{А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм² :

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_k} / C \tag{112}$$

$$B_k=10,67 \text{ (кА)}^2\text{с} ;$$

$$C=91$$

$$q_{\min}=35,9 < 2 \times 480 \text{ мм}^2 \quad (113)$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3/6, \text{ см}^4 \quad (114)$$

$$J=288$$

$$l_2 = 173.2/200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (115)$$

$$l_2=2,45$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{II} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{II}/i_{y0}} \times \sqrt[4]{(E \times J)/K_{\phi}} \quad (116)$$

$$l_{II}=1,53$$

$$a_{II}=2 \cdot b=1,6; \quad (117)$$

$$K_{\phi}=0,25$$

определяем по рисунку:

$$l_{II} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J)/m_{II}} \quad (118)$$

$$l_{II}=0,46 \text{ м}$$

где $m_{II}=1,3 \text{ кг/м}$ – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{II}=0,46 \text{ м.}$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N=(l/l_{\Pi})-1 \quad (119)$$

$$N=5.52$$

Окончательно принимаем $N=6$.

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi}=l/(N+1) \quad (120)$$

$$L_{\Pi}=0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi}=(K_{\phi} * i_{уд}^2 * 10^{-7})/4b \quad (121)$$

где $b=0.008 \text{ м}$

$$F_{\Pi}=475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} * l_{\Pi}^2)/12 * W_{\Pi} \quad (122)$$

$$W_{\Pi}=(b^2 * h)/6 \quad (123)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times (l_2 \times i_{уд}^2) / a \times W_{\phi} \quad (124)$$

$$W_{\phi}=(b * h^2)/3 \quad (125)$$

$$\sigma_{\phi}=0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{расч}=\sigma_{\phi}+\sigma_{\Pi} \quad (126)$$

$$\sigma_{расч} = 1,6 < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

6.7 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (127)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (128)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-10,5/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм.}$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \quad (129)$$

$$F_{расч} = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (130)$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

6.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 20 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТМН - 10000/35	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВГТ -35	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 35 кВ	2	2	0	2	
Позарядно- зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ} \quad (131)$$

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ГПП

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (32)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (133)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ составляет 89,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ГПП, представленному на 5 листе графической части, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_{в} = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} (d_{пр} + \delta_{ср}), \quad (134)$$

где $\delta_{ср}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{ср} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (135)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{cp}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м.} \tag{136}$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (137)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м.} \quad (138)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B}, \quad (139)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62,$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (140)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и},$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (141)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления ГПП приведен на листе графической части дипломного проекта.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА ГПП

8.1 Защита ГПП от прямых ударов молнии (выбор и расстановка молниеотводов)

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зонной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Выбираем схему подстанции ГПП – два блока с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Расчет производится для защиты объектов ГПП, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

– 8 м для порталов 35 кВ [31];

– 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_o на уровне земли [31].

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h \text{ м}; \quad (142)$$

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м};$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 19 = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \text{ м}; \quad (143)$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м};$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 \text{ м}; \quad (144)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (145)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (146)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} \text{ м} \quad (147)$$

$$h_{cr12} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) \text{ м}, \quad (148)$$

$$r_{1.1} = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м},$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) \text{ м} \quad (149)$$

$$r_{2.1} = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{\text{м-м}} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) \text{ м} \quad (150)$$

$$r_{c1} = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} \text{ м} \quad (151)$$

$$r_{c12} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м}$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ГПП приведены на листе графической части.

8.2 Выбор и проверка ОПН

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную крышку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (152)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [3].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (153)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [3].

Энергия, выделяемая в ограничителе 35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{нр})^2 - (1,77 \cdot U_{н0})^2], \quad (154)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [3];

k – кратность напряжений, [3];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{н0}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (155)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоёмкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице.

Таблица 21– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 4,36 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0.827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 7 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 1,044 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

9.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийных режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов.

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 6-20 кВ и внутризаводские цеховые электрические сети. Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии в цехе (корпусе) ЭП, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ТП, т.е. они допустимы для потребителей III и II категорий, а также при наличии в сети 380 В небольшого количества (до 20 %) потребителей I категории. Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях:

- при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы;
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорные и насосные станции).

Номинальная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_p}{(K_3 \cdot N_m)}, \quad (156)$$

где K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; $K_3 = 0,7$

Наибольшую реактивную мощность которую целесообразно передать через трансформатор в сеть определяют:

$$Q_{max} = \sqrt{(N_m \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2}. \quad (157)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{HK1} = Q_P - Q_{\max} \quad (158)$$

где Q_P - расчетная реактивная мощность.

Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{HK2} = Q_P - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_{онт} \cdot S_{ном.т} , \quad (159)$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания ТП.

Значения коэффициентов определяются по /2/. Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2} \quad (160)$$

Ниже приведен расчет числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности для КТП главного корпуса.

Расчетная мощность составляет 1235,1 кВт.

$$S_{ном.т} = \frac{1235,1}{(0,7 \cdot 2)} = 882,214 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТСЗ-1000/6.

$$Q_{\max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1235,1^2} = 659,187 \text{ квар}$$

$$Q_{HK1} = 864,8 - 659,187 = 205,613 \text{ квар}$$

$$K_{p2} = 2; K_{p1} = 9; \gamma = 0,4$$

$$Q_{HK2} = 864,8 - 205,613 - 0,4 \cdot 2 \cdot 1000 = -140,813 \text{ квар}$$

$$Q_{HK} = 205,613 + 0 = 205,613 \text{ квар}$$

Выбираем две конденсаторные батареи УК-0,38-110 с номинальной мощностью 110 квар.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов после компенсации реактивной мощности:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.т}} \quad (161)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{1235,1^2 + (864,8 - 220)^2}}{2 \cdot 1000} = 0,70$$

Для остальных КТП расчет аналогичен. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Таблица 22 - Выбор трансформаторов КТП

Наименование корпуса	$N_{онт}$, шт	$S_{ном.т}$ кВА	Q_{max} , квар	$Q_{НК}$, квар	Количество и марка НБК	K_3
главный корпус	4	2500	6683	2205,613	2×УК-0,38-110	0,70
административное здание	1	630	280,000	0	-	0,65
насосная	2	630	200,107	427,393	2×УК-0,38-220	0,70

Котельная запитывается от РУ КТП 0,4 кВ насосная.

9.2 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Распределение электроэнергии на проектируемом ремонтно-механическом заводе осуществляется по радиальной схеме. Радиальная схема целесообразна, когда нагрузки распределены в различных направлениях от пункта питания, что имеет место в данном случае. Целесообразно применение одноступенчатой радиальной схемы распределения электроэнергии.

Особенностью данной схемы является то, что каждая цеховая подстанция питается по отдельной линии.

Для потребителей первой и второй категории цеховая подстанция присоединяется отдельной линией к каждой секции шин ГПП. Кабели напряжением 10 кВ питающие цеховые ТП прокладываются в траншеях. Преимуществом радиальной схемы перед магистральной является, то что она отличается более высокой надежностью, упрощается осуществление релейной защиты и автоматики.

Недостатками являются: большое количество электрооборудования, коммутационной аппаратуры, большие капитальные затраты.

9.3 Выбор и проверка кабельных линий

Расчётный ток в линии в нормальном режиме определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \quad (162)$$

где n - количество цепей;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная нагрузка корпуса (цеха);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение.

Расчётный ток в линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{\max.p} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (163)$$

Сечения проводов и жил кабелей распределительной сети выбирают по нагреву длительным расчетным током:

$$I_{\max.p} \leq K_{CH} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (164)$$

где $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника;

K_{CH} - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей. Для кабелей проложенных в траншее $K_{CH} = 1$ согласно [2].

Потери напряжения в проводнике определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100}{U_{\text{НОМ}}} \cdot (r_{y\vartheta} \cdot \cos\varphi + x_{y\vartheta} \cdot \sin\varphi), \quad (165)$$

где l - длина проводника, м;

$r_{y\vartheta}$ и $x_{y\vartheta}$ - соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинпровода, Ом/м.

Потери напряжения не должны превышать $\pm 10\%$, согласно [3].

Для примера выберем кабель для электроснабжения главного корпуса:

$$I_p = \frac{\sqrt{7868,02^2 + (5901,02 - 220 \cdot 2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 258 \text{ А};$$

В послеаварийном режиме

$$I_{\max.p} = \frac{\sqrt{7868,02^2 + (5901,02 - 220 \cdot 2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 516 \text{ А};$$

По справочным материалам выбираем кабель марки АПВВнг кабель из сшитого полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести. Принимаем сечение жил трехжильного кабеля равным 240 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 622 \text{ А}$.

Проверяем выбранный кабель по условиям.

$$516 \text{ А} < 1 \cdot 260 \text{ А}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 258 \cdot 0,175 \cdot 100}{10000} \cdot (0,258 \cdot 0,80 + 0,076 \cdot 0,6) = 0,25 \%$$

Выбранный кабель удовлетворяет условиям.

Аналогично выбираются остальные провода и кабели, результаты сведены в таблицу.

Таблица 23 – Выбор сечений проводников

Наименование ЭП	I_p, A	$I_{max.p}, A$	Марка кабеля (провода)	$r_{уд}, Ом/км$	$x_{уд}, Ом/км$	Длина линии, км	$\Delta U, \%$
главный корпус	258	516	АПВВнг 3×240	0,258	0,076	0,175	0,25
котельная	3,27	6,54	АПВВнг 3×35	0,443	0,080	0,450	0,10
административное здание	10,35	20,7	АПВВнг 3×35	0,890	0,087	0,500	0,14
насосная	27,13	54,26	АПВВнг 3×35	0,890	0,087	0,150	0,15

9.4 Выбор и проверка оборудования КТП

Выбор и проверка оборудования КТП

К установке на КТП приняты следующие трансформаторы

Таблица 24 – КТП ремонтно-механического завода

Наименование корпуса	$N_{онт}, шт$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$S_p, кВА$	$S_{ном.т}, кВА$
главный корпус	4	7868,02	5901,02	9835,03	2500
котельная	2	94,1	63,5	113,5	630
административное здание	1	323	155	358,3	630
насосная	2	752	564	940	630

Произведём выбор остального оборудования питающей КТП.

Произведём выбор автоматических выключателей на низкой стороне питающих ТП 0,4 кВ. Выбор автоматических выключателей производят по следующим параметрам [6]:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (166)$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (167)$$

4. По отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл. ном}, \quad (168)$$

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. Ном}, \quad (169)$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Выбор автоматического выключателя рассматривается на примере фидера 0,4 кВ № 1 КТП котельная.

1. По количеству полюсов: трехполюсный.

2. По напряжению установки:

$$0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}.$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (170)$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{94,1^2 + 63,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{113,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 172 \text{ А}$$

$$172 \leq 1600 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$10 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Выбору подлежит выключатель марки: ВА07-216 ЗР 1600А 65 кА ИЭК.

Остальные быстродействующие фидерные выключатели выбираются аналогичным образом. Результаты выбора и проверки занесены в таблицу.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{max} = 0,172 \text{ кА}$ $I_{по} = 4,3 \text{ кА}$ $i_{y\theta} = 6 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $I_{откл.ном} \geq I_{по}$ $I_{откл.ном} \geq i_{y\theta}$

По результатам таблицы видно, что выключатель типа ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

10 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта – ГПП для электроснабжения проектируемого ремонтно-механического завода.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (171)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов [34].

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (172)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии [34].

$$K_{лэп} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (173)$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

$$K_{лэп} = 762,09 \cdot 32,6 = 24844,26 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{пс} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 366828 + 24844,26 = 391672,26 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 26 – Капитальные вложения

$K_{пс}$, тыс. руб.	$K_{лэп}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
366828	24844,26	391672,26

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

Таблица 27 – Укрупненные показатели строительства ГПП

Тип оборудования	Затраты, тыс. руб	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
ТМН-10000/35/10	2*16300	32600
Элегазовый выключатель 35 кВ	4*12500	50000
Элегазовый выключатель 10 кВ	5*2000	10000
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		146400
Стоимость проектирования ГПП (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		660747

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Выбор системы оперативного тока

Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН [17].

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с

электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств [11].

Выбираем постоянный оперативный ток на проектируемой ГПП 35 кВ

Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока — 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

Произведём выбор аккумуляторных батарей как источников постоянного оперативного тока на ГПП 35 кВ.

Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 35 кВ – 30А [11].

Временную нагрузку для подстанций 35 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} \quad (174)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 \text{ А}.$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав} \quad (175)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablock выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{ном}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablock равно 12 В [14].

$$n = \frac{U_{шт}}{U_{э}} \quad (176)$$

$$n = \frac{35}{12} = 20,17 \text{ эл.}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{m \text{ max}} , \quad (177)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \text{ max}} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{пр} = 5 \text{ А}$.

$$I_{m \text{ max}} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ А};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ А} \geq I_{m \text{ max}} = 110 \text{ А}.$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \text{ max}}}{k} \quad (178)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ А},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n , \quad (179)$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 35 = 39,16 \text{ В},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\% . \quad (180)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{39,16}{35} \cdot 100\% = 86,9\% .$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$\Delta U_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

11.2 Разработка релейной защиты силовых трансформаторов ГПП

В соответствии с ПУЭ [7], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов ГПП устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании

и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-Т2» может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство «Сириус-Т2» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя [16].

Дифференциальная защита трансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-Т2». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 28 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты	
		ВН	НН
1	2	3	4
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1 = 240A$	$I_3 = 840 A$

1	2	3	4
Схема соединения ТТ		Δ	Y
Коэффициент схемы	K_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

- 1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx}, \quad (181)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (182)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,16$);

$I_{КЗ.внеш.маx}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{КЗ.внеш.маx} = \frac{10430}{110/35} = 707,3 \text{ А}$$

$$I_{н.б.маx} = (1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 707,3 = 183,9 \text{ A}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 183,9 = 239 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (183)$$

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.1}}, \quad (184)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{10430,72}{110/35} = 612,5 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{612,5}{139} = 2,56$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_{\text{ч}} \geq 2$). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 139 А ($I_{с.з.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{с.з.1} \cdot \frac{k_{сх.Δ}}{k_{м.ВН}}, \quad (185)$$

$$I_{\text{втор}} = 139 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 6,9 \text{ A}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\min} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (186)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{\text{расч}} = \frac{F_{\min}}{I_{\text{втор}}}, \quad (187)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{100}{6,9} = 14,49 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:
 $W_{\text{уст}} = 14$ витков.

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} = \frac{I_{\text{втор.ВН}} \cdot W_{\text{уст}}}{I_{\text{втор.СН}}}, \quad (188)$$

$$W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} = \frac{4,763 \cdot 14}{3,583} = 18,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{\text{уст}}^{\wedge\wedge} = 19$ витков.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{\text{н.б.уточ}} = \left| \frac{W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge} - W_{\text{уст}}^{\wedge\wedge}}{W_{\text{расч}}^{\wedge\wedge}} \right| \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}}, \quad (189)$$

$$I_{\text{н.б.уточ}} = \left| \frac{18,61 - 19}{18,61} \right| \cdot 707,3 = 14,823 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.маx.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.маx}, \quad (190)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 14,823 + 183,9 = 198,723 \text{ A.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу витков.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}} \cdot \frac{k_{м.ВН}}{k_{сх.Δ}}, \quad (191)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{19} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 271,456 \text{ A.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}}, \quad (192)$$

$$k_{отстр} = \frac{271,456}{198,723} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (193)$$

$$k_{ч} = \frac{612,5}{271,456} = 2,256$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

11.3 Выбор и расчёт устройств автоматики

АПВ и АВР

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной ионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ.

На подстанции предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10).

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения (секции шин), что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда от-

ключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зап.} \quad (194)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{зот.выкл-я} + t_{зап.} \quad (195)$$

Также для АПВ определяется время возврата схемы в состояние готовности к работе $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

12 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Правильная организация учета электроэнергии важна потому, что ее производство, передача, распределение и потребление практически совпадает во времени, и допущенная ошибка в учете электроэнергии не поддается исправлению методом повторного учета электроэнергии. Именно поэтому все установки, вырабатывающие, передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учета. В связи с этим возрастает значимость автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – комплекс технических, программных и организационных решений, позволяющих потребителю вести учет потребления электроэнергии в соответствии с требованиями современных нормативных документов и положений в энергетической отрасли.

В настоящее время накоплен значительный опыт теоретического обоснования и практической реализации в области энергосбережения, причем этой проблематике за рубежом стали уделять внимание еще с периода энергетического кризиса 70-х годов, а в России с начала 90-х, когда возникла проблема технологического отставания промышленности России от западных стран, выразившемся в высокой доле затрат на энергопотребление в себестоимости продукции, производимой российскими промышленными предприятиями. Среди зарубежных работ по энергосбережению выделим руководство для российских и зарубежных инвесторов [128], в котором описываются особенности мониторинга и управления энергопотреблением, а также возможные мероприятия по энергосбережению и примеры их реализации.

В связи с необходимостью поддержки принятия решений по энергосбережению на предприятии особые требования должны быть предъявлены к организационной структуре управления.

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия или промышленного центра и отражает эффективность использования электроэнергии в распределительных сетях.

Учет электропотребления должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить: оптимальное количество точек учета; одновременность и точность снятия показаний счетчиков; требуемую точность учета и периодический контроль за его достоверностью; связь между применяемыми на предприятии формами учета; выполнение электроэнергетических балансов активной и реактивной мощности; правильное определение потерь; прямую и обратную связь с технологическим процессом. От того как организован учет, зависит, какая картина электропотребления имеет место: реальная или искаженная, а также экономичность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии неавтоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем учета с элементами Smart Grid.

Современные электронные счетчики [13], обеспечивающие в несколько раз более высокую точность измерений и одновременно широкий набор функциональных и измерительно-вычислительных операций для АИИС КУЭ, а также по своему МПИ практически не уступающие индукционным счетчикам, внедряются замедленными темпами. Неудовлетворительным следует признать и темпы внедрения АИИС КУЭ на энергообъектах. Выработать некоторые рекомендации для дальнейшего развития систем АИИСКУЭ с применением новых методов учета является одной из задач данной работы.

Наряду с наращиванием функциональности систем по количеству решаемых задач очень большое значение придается коммуникациям. Практически все интеллектуальные устройства, которые используются (УСПД, серверы), позволяют сейчас работать с несколькими каналами параллельно, в том числе автоматически переходить при выходе из строя одного канала на другой канал. Один канал может быть главным, второй второстепенным, он может быть в горячем резерве. Например, АСКУЭ работает по оптоволокну, а GSM в горячем резерве, и система, при выходе из строя оптоволокна, автоматически переходит на резерв.

Необходимость применения высокоточных электронных счетчиков в наиболее ответственных присоединениях не должна вызывать сомнений. К ним следует отнести, в первую очередь, присоединения на генераторах мощностью 50 МВт и более; межсистемных линиях электропередачи напряжением 220 кВ и более; автотрансформаторах, расположенных на границах балансовой принадлежности электрических сетей; трансформаторах собственных нужд мощностью 63МВА и более. Это предусмотрено в циркуляре №01-99(Э) от 23.02.99 «О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии» [14].

Требования к границам погрешности измерений электроэнергии на ВЛ110-500 кВ неизбежно будут возрастать. По экспертным оценкам, границы погрешности измерений электроэнергии в ближайшие годы должны состав-

лять $\pm (0,5 \div 1) \%$ при доверительной вероятности 0,95. В настоящее время указанные границы оцениваются в $\pm (2 \div 5) \%$, что требует проведения мероприятий по снижению погрешностей измерений ЭЭ [15].

Подобное жесткое требование к границам погрешности может быть обеспечено лишь при выполнении ряда условий по организационно-техническому, в том числе метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии. К основным условиям относятся:

1) учет электроэнергии на передающей и приемной сторонах должен быть одинакового класса точности;

2) измерения электроэнергии должны быть автоматизированными, например, с помощью АИИС КУЭ;

3) АИИС КУЭ должны создаваться по единым согласованным техническим требованиям, включающим в себя обязательные требования к метрологическим характеристикам (диапазоны измерений, границы допускаемой погрешности и др.);

4) измерения электроэнергии с использованием АИИС КУЭ должны выполняться по единым, метрологическим аттестованным методикам, которые должны предусматривать, в частности:

- правильный (оптимальный по точности) выбор средств учета;
- нормированные условия применения средств учета и условия выполнения измерений;
- унифицированные процедуры подготовки к измерениям, выполнения измерений, обработки и оформления их результатов;
- оперативный и периодический контроль точности получаемых результатов измерений.

Основной причиной недоучета является преобладающее влияние систематических погрешностей средств учета, входящих в состав измерительных комплексов, в том числе в АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики) [22].

Систематические погрешности со знаком «минус» возникают в следующих случаях:

– при перегрузке вторичных цепей ТТ устройствами релейной защиты, автоматики, телеметрии и др. (погрешность ТТ может достигать минус 5-10 % и более);

– при перегрузке вторичных цепей ТН (погрешность ТН может достигать минус 2-3 % и более);

– при смещении рабочей точки ТТ и счетчиков в область малых токов из-за использования ТТ одновременно как для измерений электроэнергии, так и для защиты, т.е. с завышенным коэффициентом трансформации ТТ по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин (погрешность может достигать минус 3-5 % и более);

– из-за падения напряжения в линиях соединения счетчиков с ТН (может достигать минус 1-2 % и более).

Кроме того, отрицательные систематические погрешности измерений могут возникнуть по следующим причинам:

– несоблюдение климатических условий эксплуатации счетчиков;

– влияние на счетчики постоянных или переменных высокочастотных электромагнитных полей;

– малое значение коэффициента мощности вторичной нагрузки $\cos\varphi$ (менее 0,5);

– неравномерность нагрузки ТТ и ТН по фазам, а также в других случаях, например, при использовании индукционных счетчиков, морально и физически устаревших (выпущенных до 1998 г.); их погрешность может достигать минус 5-10 % и более.

Принципы создания АСКУЭ на промышленном предприятии достаточно хорошо изложены в [2,23,32].

Различают коммерческий учет, который является обязательным по закону, его основное назначение - обеспечение финансовых расчетов с поставщиком энергоресурсов, и технический учет, который не является обязатель-

ным по закону, его основное назначение — учет, контроль и управление потреблением энергоресурсов по всей иерархии предприятия вплоть (в идеале) до рабочего места или энергоприемника.

Высокоточный коммерческий учет обязателен на границе балансовой принадлежности, количество же точек контроля в системе технического учета определяется иерархией энергосетей предприятия и экономической оценкой эффективности установки приборов в точке учета, с учетом того, что желаемый срок окупаемости системы не более года (в крайнем случае до двух лет) [93,94,95,96].

Обобщенная структура АСКУЭ как коммерческой, так и технической содержит три уровня:

Нижний – первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическими выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (расход, мощность, давление, температура, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (труба, фидер);

Средний – контроллеры (К) – специализированные измерительные системы, или многофункциональные программируемые преобразователи с встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхний уровень.

Верхний – персональная ЭВМ (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющая сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации, как по точкам учета, так и по их группам (по подразделениям и объектам предприятия), отображение и документирование данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом.

Нижний уровень АСКУЭ связан со средним измерительными каналами, в которые входят все измерительные средства и линии связи от точки учета до контроллера, включая входные цепи (иногда для упрощения, говоря об измерительных каналах, имеют в виду их часть – цепи передачи данных от ПИП до К). Так, для электроучета под измерительным каналом подразумевается цепочка от питающего фидера, проходящая через измерительные преобразователи тока и напряжения, электросчетчик с телеметрическим выходом и двухпроводную линию связи до контроллера.

В свою очередь средний уровень АСКУЭ связан с верхним уровнем каналом связи, в качестве которого могут использоваться физические проводные линии связи, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы (в понятие канала связи входят не только линии связи, но и обслуживающее их оборудование; иногда совокупность этих каналов называют линией связи).

Основные принципы построения современных АСКУЭ:

- Измерения на базе цифровых методов обработки процессов.
- Цифровые интерфейсы передачи измеренных параметров.
- Глубокое архивирование основных измерений в счетчике.
- Контроль достоверности и полноты данных на всех уровнях системы.
- Диагностика работоспособности системы.
- Резервирование каналов связи.
- Параллельная синхронно-асинхронная обработка данных.
- Иерархическое построение системы.
- Возможность распределенной обработки данных.
- Защита информации на всех системных уровнях.
- Использование проверенных и стандартных компонентов системы и инструментальных средств.
- Параллельный сбор данных.
- Масштабируемость и наращиваемость.

- Управление коэффициентом готовности системы на этапе проектирования.

Общие характеристики АИИС КУЭ:

- Система обеспечивает достоверные и полные измерения и расчеты, производимые на их основе в соответствии с гибкой, настраиваемой временной диаграммой работы.

- Система имеет высокую надежность.

- Система максимально инвариантна к меняющимся требованиям.

- Система выполняется на базе унифицированных, отработанных типовых решениях.

- Система работает с практически любыми каналами связи.

- Система имеет высокие показатели

- Структурная схема автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) промышленных предприятий

Структурная схема АИИС промышленных предприятий имеет три уровня [37]. Ее особенность состоит в распределённости первого уровня из-за большого количества комплектных трансформаторных подстанций (КТП), на которых в силу малого количества потребителей нет необходимости устанавливать контроллеры. Имеется особенность также в организации связи между вторым и третьим уровнем. В структурной схеме электрических сетей из-за расположения подстанций (контроллеров) на значительном расстоянии от АРМ главного энергетика и диспетчера (ЭВМ) связь между этими уровнями осуществляется с использованием телефонных каналов АТС с применением ИКМ, Сикон С30. Сикон С30 реализует функцию двунаправленного обмена информационными сообщениями.

На промышленных предприятиях такой необходимости нет, т.к. все КТП (контроллеры) сосредоточены на небольших расстояниях от АРМ отдела

главного энергетика. Маршрутизаторы типа ИКМ (или Сикон С30) предназначены для приема информации от нескольких УСПД и выдачи ее потребителю (на АРМ) и энергоснабжающим организациям.

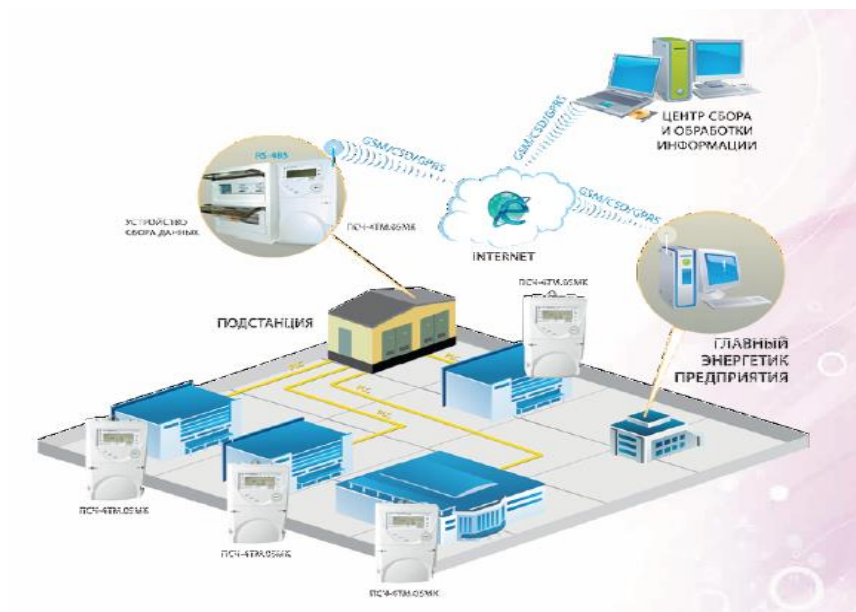


Рисунок 6 - Вариант АИИС КУЭ с использованием технологии PLC

Информация со счетчиков передается на УСПД либо по цифровому интерфейсу (*RS485, CAN, ИРПС*), либо по числоимпульсному выходу. Причем ввиду небольших расстояний между ТП возможно использование одного УСПД для нескольких ТП. Если же на подстанции большое количество точек учета, возможна установка несколько контроллеров Сикон с объединением их по сети *Profibus*. Информация со всех УСПД собирается ИКМ и передается в ЦСОИ (на ЭВМ диспетчера, в отдел главного энергетика и в энергосбытовую компанию).

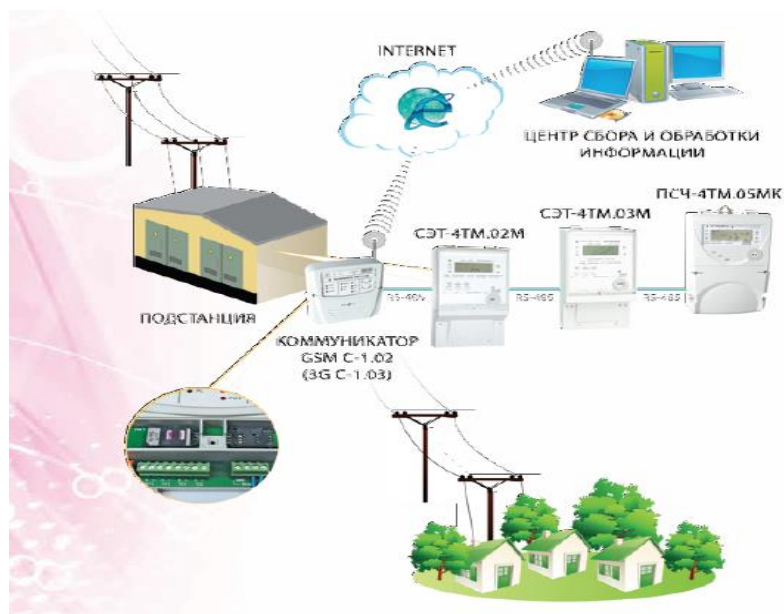


Рисунок 7 - Вариант организации АИИС КУЭ с удаленным радиодоступом

Автоматизация системы электроснабжения

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);

- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения и анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);

- автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ);

- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Рассмотрим более подробно SCADA системы. Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП SCADA системы в иерархии программного обеспечения систем промышленной автоматизации находятся на уровнях 2 и 3.

13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. Причины возникновения замыканий на землю в воздушных линиях, и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей, воздействие грозových и внутренних перенапряжениях.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением [2]:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (196)$$

где L - суммарная длина воздушных линий;

m – число проводов в фазе.

Суммарная длина всех фидеров от ГПП составляет 0,74 км.

$$I_c = 2,7 \cdot 10 \cdot 0,74 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,324.$$

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В работе производится проектирование ГПП на напряжение 35/10 кВ для обеспечения электроснабжения ремонтно-механического завода в ТОР Хабаровск. К подстанции ГПП подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах - линиях 35 кВ и подстанции 35/10 кВ ГПП.

14.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции 35/6 ГПП - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзораемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- 1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 35/6 ГПП разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 35 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол

между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 10 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50°C ; недоступные для прикосновения - выше 70°C . Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции Зезя оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими [2].

14.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

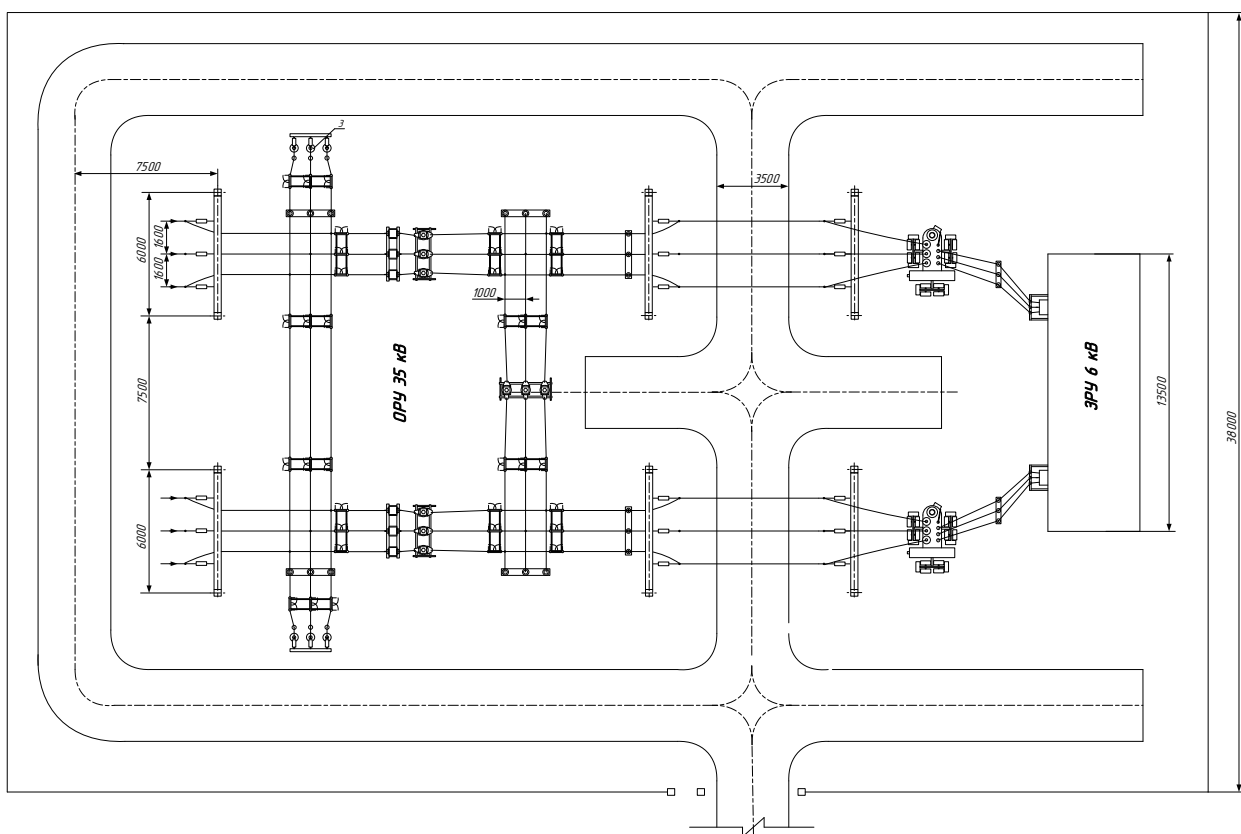


Рисунок 8 – План подстанции 35/6 ГПП

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслоблочные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслоблочник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Расчет маслоприемника без отвода масла на ГПП

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС ГПП 35/6 для маслonaполненного трансформатора ТМН 35/6 мощностью 6,3 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-6300/35

Масса трансформаторного масла – $M_{тр}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{TM}=850$ кг/м³

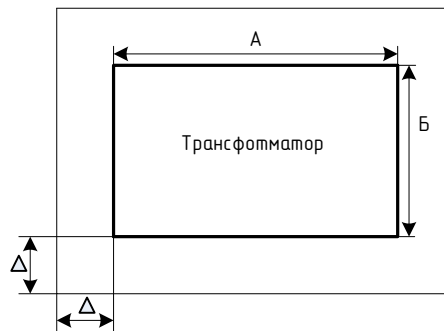


Рисунок 9 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м³ :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (197)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м²

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (198)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м²

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (199)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БТ}}), \quad (200)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (201)$$

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{мп+воды}} + h_{\text{г}}, \quad (202)$$

высота слоя гравия $h_{\text{г}}$ составляет 0,25м

$$h_{\text{МП}} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

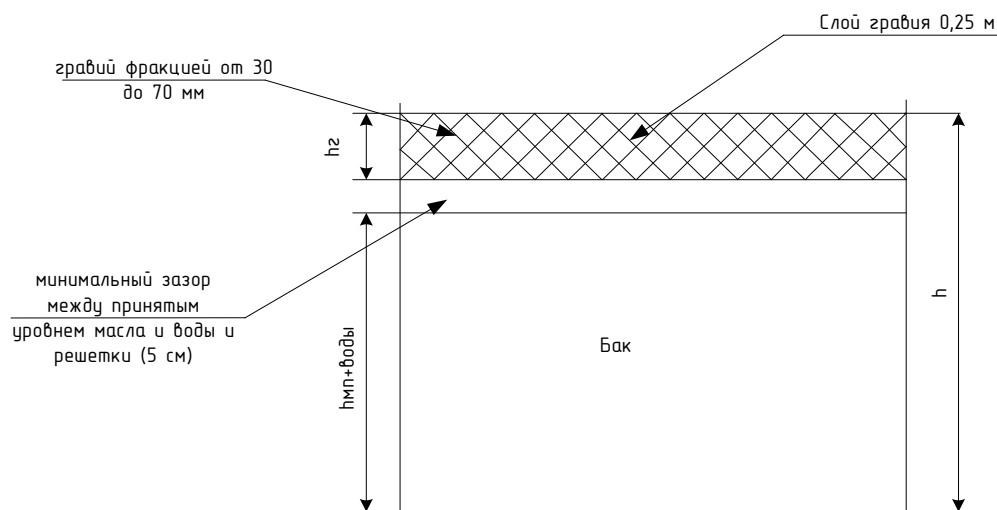


Рисунок 10- Устройство маслоприемника.

14.3 Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности на проектируемой подстанции ГПП

ЗРУ на подстанции должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

- 1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

- 2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

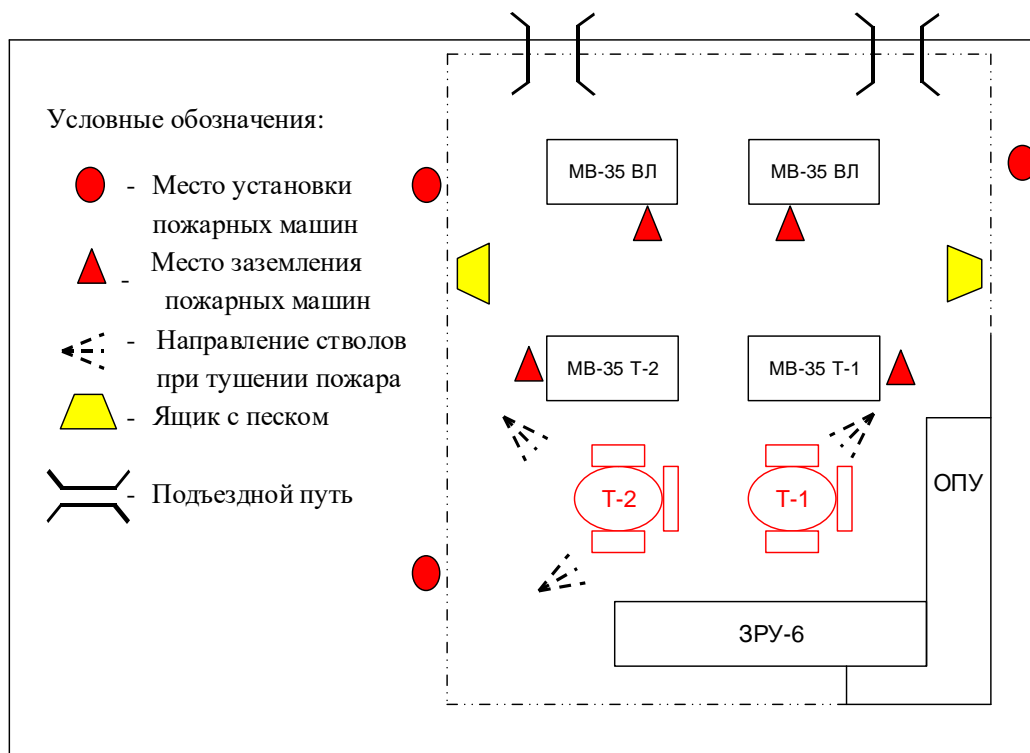


Рисунок 11 – Карточка пожаротушения на ГПП

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

8 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

9 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

10 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

11 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

12 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

13 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

14 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

15 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ГПП

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-6 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-6 Т-1, МВ-6 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-6 МВ-6 Т-1, ШР-6 МВ-6 Т-2.

- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-6 Т-1, ЗН-6 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для питания нового потребителя – ремонтно-механического завода, была спроектирована ГПП. Электроснабжение ГПП осуществляется от ПС 110/35/10 кВ Горький, расположенную в 10 кВ от места проектирования ГПП.

Была выбрана схема подстанции ГПП – мостик с ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется проходных подстанций.

В работе решены следующие основные задачи:

- показан расчёт нагрузок на подстанции ГПП и произведен выбор наиболее оптимальный с точки зрения экономических затрат вариант подключения ГПП;

- произведены выбор и проверка оборудования на проектируемой ГПП;

- произведен расчет молниезащиты вводимой ГПП с расстановкой молниеотводов;

Разработанный вариант подключения новой подстанции 35/10 кВ ГПП для электроснабжения потребителя – проектируемого ремонтно-механического завода, планируемого к размещению в ТОР Хабаровск на территории города Хабаровск, обеспечивает эффективное и надёжное электроснабжение потребителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с.; ил.
- 3 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, 45 с.
- 4 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем, 61 с.
- 5 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003, 404 с.
- 6 Коробов Г.В. « Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.
- 7 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.)
- 8 Ключников А.Д. Энергетика теплотехнологии и вопросы энергосбережения. - М.: Энергоатомиздат, 2006. – С. 128 ил.
- 9 Кожевников Н.Н., Чинакаева Н.С., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение: Пособие для вузов. - М.: Издательство МЭИ, 2010. – С.132 ил.

10 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.

11 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110 .

12 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

13 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч.

14 Назаренко С.Н., Тризно С.К. Энергосбережение - реальный фактор экономики. // Промышленная энергетика - 2010. № 10. - С. 2-4

15 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

16 ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchck.ru/>. – 26.05.2014.

17 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.

18 « Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :

19 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013, 110 с.

20 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

21 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий, 34 с.

22 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, 77 с.

23 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 119 с.

24 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

25 Сибикин Ю.Д. «Электроснабжение»: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326 .

26 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.официю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

27 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

28 Сობурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.Пож Книга 2010.

29 Усачев, А. Е., Муллин, Ф. Ф., Терехова, А.И. /Повышение точности учета в электротехнических системах и комплексах / Материалы докладов интернет-конференции, «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике и промышленности». -Н.Новгород. 2006. С.1

30 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002, 1100 с.

31 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002, 998 с.