

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 бетонного завода
Чагоянского месторождения в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742 об 3

подпись, дата

Е.М. Немцева

Руководитель

канд. технических наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

подпись, дата

И.А. Лисогурский

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

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента:

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование системы электроснабжения бетонного завода Чагоянского месторождения в Амурской области*

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *схема электроснабжения Шимановского РЭС, результаты замеров нагрузок по фидерам*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика электроприёмников бетонного завода, анализ существующей системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, выбор ТП, разработка вариантов системы электроснабжения бетонного завода, технический анализ вариантов, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования ВН на ПС Чагоян, выбор и проверка оборудования 10 кВ, выбор и проверка оборудования 0,4 кВ, молниезащита и заземление ПС Чагоян, конструктивное исполнение схемы электроснабжения, релейная защита и автоматика, оценка надёжности системы электроснабжения, безопасность и экологичность.*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): *6 листов графической части*

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _консультант по безопасности жизнедеятельности Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания: _____

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 127 с., 13 рисунков, 23 таблицы, 195 формул.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР.

В выпускной квалификационной работе дана характеристика электроприёмников бетонного завода и произведен анализ существующей системы электроснабжения от ПС Чагоян. Произведён расчёт электрических нагрузок проектируемого бетонного завода. Произведён расчёт загрузки трансформаторов на выбранных ТП и выбраны трансформаторы на ПС Чагоян. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования на подстанции Чагоян. Произведена реконструкция подстанции Чагоян с заменой силовых трансформаторов. Произведена проверка сечений линий на термическую стойкость. Произведён расчёт молниезащиты реконструируемой подстанции Чагоян. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Энергоэкономическая характеристика района проектирования	9
2. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет	11
3. Выбор уровней номинального напряжения	21
4. Выбор сечений кабельных линий. Выбор цеховых трансформаторов	22
5. Компенсация реактивной мощности	25
6. Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции	29
7. Выбор схемы подключения ПС к энергосистеме.	33
7.1. Расчет ЦЭН и выбор места расположения подстанции	33
7.2. Технико-экономическое сравнение вариантов	35
7.3. Выбор схемы и конструкции подстанции	44
8. Выбор схемы сети. Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП.	46
8.1. Расчет воздушной линии от ПС	46
8.2. Выбор питающих кабелей напряжением выше 1000 В	47
8.3. Выбор кабелей питающих ответвления к электроприемникам напряжением ниже 1000 В	50
8.4. Выбор распределительных шинопроводов	53
9. Расчет токов короткого замыкания	54
10. Выбор и проверка электрических аппаратов	60
10.1. Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	60
10.2. Выбор аппаратуры ячейки КРУ на распределительном пункте	61
10.2.1. Выбор комплектных распределительных устройств	61
10.2.2. Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ	62
10.2.3. Выбор трансформатора тока	68
10.2.4. Выбор трансформатора напряжения	73
10.3. Выбор трансформатора собственных нужд	75
11. Релейная защита и автоматика	76
11.1. Выбор системы оперативного тока	76
11.2. Расчёт релейной защиты трансформаторов	77

11.3 Устройства автоматики	83
11.4 Определение емкостного тока замыкания на землю	87
12. Расчет и анализ надежности	88
13. Молниезащита, заземление	91
13.1 Расчет стационарного и импульсного сопротивлений	91
13.2 Расчет молниезащиты	96
13.3. Расчет заземляющего устройства для КТП	98
13.4 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений	99
14. Безопасность, экологичность и ЧС	102
14.1 Безопасность	102
14.2 Экологичность	108
14.3 Чрезвычайные ситуации	113
15. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учет электроэнергии	119
Заключение	124
Библиографический список	125
Приложение А – координаты центров нагрузки электроприёмников	128
Приложение Б – Выбор высоковольтных кабелей 10 кВ	130
Приложение В – Выбор высоковольтных кабелей 0,4 кВ	131
Приложение Г – Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	133
Приложение Д – Выбор автоматических выключателей	145
Приложение Е – Расчёт и анализ надёжности	152
Приложение Ж – Расчёт заземляющего устройства для КТП	161

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматическое повторное включение
ВН	-	высокое напряжение
ТП	-	трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
ТКЗ	-	ток короткого замыкания
ЛЭП	-	линия электропередачи
МТЗ	-	максимальная токовая защита
НН	-	низкое напряжение
КЗ	-	короткое замыкание
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КЛ	-	кабельная линия
ПС	-	подстанция
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ТО	-	токовая отсечка

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие электроэнергетических систем диктует необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создание экономичных, надёжных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; внедрение микропроцессорной техники, элегазового и вакуумного электрооборудования, новых комплектных преобразовательных устройств. Всё это ставит большие задачи при проектировании новых систем электроснабжения предприятий и при реконструкции уже существующих.

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие механизмы.

Все машины и механизмы предприятий приводятся в работу в настоящее время электродвигателями. Для их нормальной работы принимают электроэнергию как самую гибкую и удобную форму энергии, обеспечивающей работу производственных механизмов. При этом электроэнергия должна обладать соответствующим качеством, а именно стабильностью частоты и напряжения.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин, механизмов и строительством электростанций.

В настоящее время в Амурской области идёт развитие и реконструкция электрических сетей. Необходимо обеспечить бесперебойное электроснабжение Чагойанского бетонного завода.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы внешнего электроснабжения для питания Чагоянского месторождения Чагоянского бетонного завода.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. разработать варианты электрической сети внешнего электроснабжения предприятия Чагоянский бетонный завод;
2. в соответствии с требованиями надёжности электроснабжения приёмников электроэнергии в зависимости от их категории и на основе технико-экономических расчётов выбрать оптимальный вариант сети внешнего электроснабжения предприятия;
3. произвести расчёт токов короткого замыкания в принятой сети;
4. произвести выбор и проверку оборудования подстанции Чагоян;
5. произвести расчёт молниезащиты подстанции Чагоян.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы), Microsoft Office Word. Необходимые расчёты произведены в программе Mathcad 14.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

На основании материалов изысканий N 6921-201-02-т1, выполненных СибЭСП в 1991 году можно отметить следующее:

- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 29 м/сек;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 39 °С;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;
- предприятий, загрязняющих атмосферу нет

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты.

Суглинки буровато-коричневые маловлажные мощностью 1 метр ($\rho_1=100$ Ом м).

Глины серого цвета маловлажные и полутвердые мощностью 5 метра ($\rho_2=70$ Ом м).

В правительстве Амурской области состоялись переговоры по поводу создания нового цементного завода. В них приняли участие делегация китайской компании «Север-цемент», представители министерства природных ресурсов Приамурья, министерства экономического развития,

министерства ВЭСтП, департамента по недропользованию, геологи и другие специалисты. Гостям из КНР презентовали Чагоянское месторождение, которое и станет главным источником сырья для будущего производства.

Чагоянское месторождение расположено вблизи существующей ПС 35/10 кВ Чагоян, которая в свою очередь расположена приблизительно в 40 км от ПС 220/35/10 кВ Шимановск. Подстанция ПС 220/35/10 кВ Шимановск расположена вблизи железнодорожной станции, что упрощает доставку и разгрузку тяжеловесного оборудования, строительных конструкций и оборудования, материалов. Для разгрузки материалов, конструкций и оборудования используется железнодорожная станция Шимановск. Доставка конструкций, оборудования до подстанции осуществляется по федеральной автодороге “Амур” с асфальтовым покрытием.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЁТ

Все электроприемники бетонного завода относятся к электроустановкам напряжением до 1000 В, работающие от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц).

Компрессоры имеют повторно-кратковременный режим работы, напряжение питания трёхфазное переменное 380 В.

Вентиляторы в мех. мастерских имеют продолжительный режим работы, напряжение питания трёхфазное переменное 380 В.

В мех. мастерских расположено сварочное оборудование. Сварочное оборудование имеет повторно-кратковременный режим работы. У всех сварочных машин продолжительность включения ПВ=60%. Так же в мех. мастерских расположено станочное оборудование. Напряжение питания трёхфазное переменное 380 В.

Для общего применения в промышленности в условиях умеренного климата, в невзрывоопасной среде, не содержащей агрессивных газов и паров, разрушающих металлы и изоляцию, и токопроводящей пыли предназначаются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором серии А4 напряжением 380 В. Двигатели серии А4 предназначены для работы от сети переменного тока частотой 50 Гц. Они могут эксплуатироваться при отклонениях напряжения сети от номинального в пределах от -5 до +10% и отклонениях частоты на 2,5% номинального значения.

Электрооборудование бетонного завода размещается согласно технологической карте.

Работа основных электроприёмников базы предусмотрена в три смены.

Электроприёмники бетонного завода в отношении обеспечения надёжности относятся к электроприёмникам второй и третьей категории.

Ко второй категории относится БСУ (бетонно-смесительная установка), все остальные электроприемники относятся к третьей категории

по электробезопасности. В таблице покажем нагрузки бетонного завода.

Таблица 1 - Ведомость электрических нагрузок бетонного завода.

№ п/п	Наименование	Количество, шт.	$P_{уст}$, кВт.	$\sum P_{уст}$, кВт.
1	2	3	4	5
1.	Административный корпус	1	24	24
2.	Мех. мастерские	1	52	52
3.	Компрессорная	1		
	Компрессор	4	75	300
	Кран балка	1	19	19
4.	Насосная	1	105	105
5.	Столовая	1	42	42
6.	Лаборатория	1	14	14
7.	Диспетчерская	1	12	12
8.	Бытовые помещения	1	12	12
9.	Склад	1	52	52
10.	БСУ			
	Виброустановка (бункер приемный)	8	22	176
	Бетономешалка	8	45	360
	Виброустановка (бетономешалка)	16	22	352
	Конвейер	2	70	140
	Кран балка	4	19	76
11.	Хим. лаборатория	1	10	10
12.	Пульт управления	1	8	8
	Сортировка			
13.	Конвейер сортировки	9	35	315
14.	Виброустановка (бункер приемный)	8	22	176
15.	Грохот	4	45	180
16.	Конвейер подачи	2	35	70
17.	Кран-балка	1	19	19
18.	Виброустановка (бункер подачи гравия)	2	22	44
19.	Бытовые помещения	1	8	8

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
20.	Пульт управления	1	8	8
21.	Мех. мастерские	1	26	26
22.	СБ-145			
	Конвейер подачи	1	70	70
	Виброустановка (бункер приемный)	4	22	88
	Бетономешалка	2	35	70
	Кран-балка	2	19	38
23.	Пульт управления	1	8	8
	Сортировка СБ-145			
24.	Конвейер подачи	4	35	140
25.	Виброустановка (бункер приемный)	4	22	88
26.	Кран-балка	2	19	38
27.	Дробилка	3	45	125
28.	Грохот	3	45	125
29.	Пульт управления	1	8	8
30.	Мех. мастерские	1	26	26
31.	Бытовые помещения	1	8	8
	Всего			3436

Расчетные электрические нагрузки для всех электроприемников предприятия определяем по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчетная электрическая нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников каждого цеха определяется из выражений

$$P_{pc} = K_c P_y, \quad (1)$$

где K_c – коэффициент спроса, принимаемый по лит. [1];

P_y – суммарная установленная электроприемника, принимаемая по исходным данным;

$$P_{pc \text{ Насосн}} = 0,87 \cdot 105 = 91,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{pc} = P_{pc} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует характерному для электроприемника $\cos \varphi$, определяемому по лит. [1].

$$Q_{pc \text{ Пр.К}} = 91,4 \cdot 0,49 = 44,8 \text{ квар}$$

Расчёт мощности кран-балки к ПВ=100%:

$$\text{ПВ}_{\text{кр}} = 25\%$$

$$P_{\text{кр}} = P_{\text{уст}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{кр}}} \quad (3)$$

Для козлового крана:

$$P_{\text{кр}} = 19 \cdot \sqrt{0,25} = 9,5 \text{ кВт}$$

Расчет электрических нагрузок сварочных аппаратов МТП – 75.

$$K_{\text{и}} = 0,5, \quad (4)$$

$$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}, \quad (5)$$

$$P_{\text{пасп}} = 75 \text{ кВА}, \quad (6)$$

$$\text{ПВ} = 60\%, \quad (7)$$

$$\cos \varphi = 0,5. \quad (8)$$

Для расчёта средних нагрузок предварительно распределяем по фазам АВ, ВС, СА более равномерную нагрузку.

Считается, что нагрузка распределена равномерно по фазам, если $\Sigma P_{\text{ном}}$ остающаяся не распределённой равномерно по фазам не превышает 15% общей нагрузки узла системы.

1. Распределяем сварочные установки по парам фаз, по принципу равенства паспортных мощностей:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} S_{\text{ПАСП},i} \approx \sum_{i=1}^{n_{\text{AC}}} S_{\text{ПАСП},i} \approx \sum_{i=1}^{n_{\text{BC}}} S_{\text{ПАСП},i} \cdot \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{AB}} S_{ПАСП.i} = \sum_{i=1}^{n_{AC}} S_{ПАСП.i} = \sum_{i=1}^{n_{BC}} S_{ПАСП.i} = 75 \text{ кВА.}$$

2. Все фазы загружены одинаково, поэтому коэффициент небаланса равен нулю.

3. Определяем эквивалентную нагрузку сварочной машины:

$$S_{ср I} = K_{и} \cdot ПВ \cdot S_{пасп}. \quad (10)$$

$$S_{ср I} = 0,5 \cdot 0,6 \cdot 75 = 22,5 \text{ кВА.}$$

$$S_{эф I} = \cos\phi \cdot S_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}. \quad (11)$$

$$S_{эф i} = 0,5 \cdot 75 \cdot \sqrt{0,6} = 29,1 \text{ кВА.}$$

4. Для наиболее загруженной пары фаз определяем эффективную мощность:

$$S_{эф}^{AB} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_{AB}} S_{ср.i}^2 + \sum_{i=1}^{n_{AB}} (S_{эф.i}^2 - S_{ср.i}^2)}; \quad (12)$$

$$S_{эф}^{AB} = \sqrt{2 \cdot 22,5^2 + 2 \cdot (29,1^2 - 22,5^2)} = 27 \text{ кВА.}$$

5. Определяем эквивалентную трёхфазную нагрузку:

$$S_{эф}^{(3)} = S_{эф}^{AB} = S_{эф}^{BC} = S_{эф}^{AC} = 27 \text{ кВА.} \quad (13)$$

6. Определяем эффективный трёхфазный ток:

$$I_{эф}^{(3)} = \frac{S_{эф}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (14)$$

$$I_{эф}^{(3)} = \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 41,1 \text{ А.}$$

7. Находим активную и реактивную нагрузки:

$$P_{эф} = S_{эф}^{(3)} \cdot \cos\phi. \quad (15)$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \text{tg}\phi, \quad (16)$$

где $\cos\phi = 0,5 \rightarrow \text{tg}\phi = 1,73$

$$P_{\text{эф}} = 27 \cdot 0,5 = 13,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{эф}} = 13,5 \cdot 1,73 = 23,4 \text{ квар.}$$

Таблица 2 - Расчетные нагрузки бетонного завода

№ п/п	Наименование помещения	Установленная мощность P_y , кВт	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100%, кВт	K_c , о.е.	$\frac{\cos\phi}{\text{tg}\phi}$	Силовая нагрузка		
						P_{PC} , кВт	Q_{PC} , квар	S_{PC} , кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Административный корпус	24	24	0,84	0,94/ /0,31	19	6,3	20,0
2.	Мех. мастерские	52	52	0,74	0,87/ /0,57	33,5	21,9	40,0
	Сварочный аппарат	2×75	54			27	46,8	54,0
3.	Компрессорная:							
	Компрессор	300 4×75	300	0,7	0,84/ /0,61	176,4	128,1	218
	Кран балка	19	9,5	0,25	0,86/ /0,57	2,0	1,4	2,4
4.	Насосная	105 3×35	105	0,56	0,82/ /0,65	58,8	38,2	70,1
5.	Столовая	42	42	0,82	0,91/ /0,33	31,3	11,4	33,3
6.	Лаборатория	14	14	0,84	0,92/ /0,33	10,8	3,9	11,5
7.	Диспетчерская	12	12	0,84	0,90/ /0,48	5,8	4,8	7,5
8.	Бытовые помещения	12	12	0,67	0,92/ /0,33	7,4	2,7	8,7
9.	Склад	32	32	0,87	0,92/ /0,33	25,6	9,2	27,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	БСУ							
	Виброустановка (бункер приемный)	176 8×22	88	0,89	0,87/ /0,57	68,1	44,6	81,4
	Бетономешалка	360 4×2× ×45	360	0,94	0,89/ /0,54	301,2	182,7	352,3
	Виброустановка (бетономешалка)	352 4×4× ×22	250	0,90	0,87/ /0,57	195,8	128,3	234,1
	Конвейер	140 2×35	140	0,67	0,82/ /0,65	76,9	61	98,2
	Кран балка	76 4×19	38	0,85	0,86/ /0,57	27,8	18,4	33,3
11	Хим. лаборатория	10	10	0,94	0,92/ /0,33	8,7	3,1	9,2
12	Пульт управления	8	8	0,89	0,92/ /0,33	6,6	2,4	7,0
	Сортировка (БСУ)							
13	Конвейер сортировки	315 9×35	315	0,72	0,82/ /0,65	186	147,4	237
14	Виброустановка (бункер приемный)	176 8×22	88	0,56	0,87/ /0,57	42,9	28,1	51,3
15	Грохот	180 4×45	180	0,72	0,89/ /0,54	115,3	74	136,9
16	Конвейер подачи	70 2×35	70	0,68	0,82/ /0,65	39	30,9	49,8
17	Кран-балка	19	9,5	0,25	0,86/ /0,57	2,0	1,4	2,4
18	Виброустановка (бункер подачи гравия)	44 2×22	22	0,56	0,87/ /0,57	10,7	7,0	12,8
19	Бытовые помещения	8	8	0,67	0,92/ /0,33	4,9	1,8	5,2
20	Пульт управления	8	8	0,96	0,92/ /0,33	7,1	2,5	7,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Мех. мастерские	26	26	0,74	0,87/ /0,57	16,7	11	20,0
	Сварочный аппарат	75	27			13,5	23,4	27,0
22	СБ-145							
	Конвейер подачи	70 2×35	70	0,89	0,82/ /0,65	56,3	39,1	68,6
	Виброустановка (бункер приемный)	88 4×22	44	0,56	0,87/ /0,57	21,4	14,1	25,6
	Бетономешалка	70 2×35	70	0,87	0,82/ /0,65	49,9	39,6	63,7
	Кран-балка	38 2×19	38	0,25	0,86/ /0,57	8,2	5,4	9,8
23	Пульт управления	8	8	0,96	0,92/ /0,33	7,1	2,5	7,6
24	Сортировка (СБ-145)							
	Конвейер подачи	140 4×35	140	0,89	0,82/ /0,65	112,5	89,2	143,6
	Виброустановка (бункер приемный)	88 4×22	44	0,56	0,87/ /0,57	21,4	14,1	25,6
	Кран-балка	19	9,5	0,25	0,86/ /0,57	8,2	5,4	9,8
25	Дробилка	125 5×25	125	0,64	0,89/ /0,54	71,2	43,2	83,3
26	Грохот	125 5×25	125	0,82	0,89/ /0,54	102,4	62,1	119,8
27	Пульт управления	8	8	0,96	0,92/ /0,33	7,1	2,5	7,6
28	Мех. мастерские	26	26	0,74	0,87/ /0,57	16,7	11	20,0
	Сварочный аппарат	75	27			13,5	23,4	27,0
29	Бытовые помещения	8	8	0,67	0,92/ /0,33	7,1	2,5	7,6
	Всего					2023,6	1447,8	2488

Таблица 3 – Расчетная нагрузка освещения основных электроприемников предприятия

Наименование помещения	Площадь корпуса, м ²	Удельная мощность освещения р _о , Вт/м ²	Установ – ленная мощность освещения Р _{н.о} , кВт	Коэфф. спроса освещения, К _{с.о}	Расчетная мощность освещения Р _{р.о} , кВт	Cosφ(tgφ)	Q _{р.о.} , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Административный корпус	900	18,8	16,92	0,8	15,4	0,92(0,55)	7,5
БСУ	3200 _{20x20x8}	13	41,6	0,84	34,9	0,92(0,55)	19,2
СБ-145	1400 _{15x15x6}	13	18,2	0,76	13,8	0,92(0,55)	7,6
Склад	300 _{10x30}	10	3	0,6	1,8	0,92(0,55)	1
Мех. мастерские	300 _{15x20}	16	4,8	0,9	4,3	0,92(0,55)	2,4
Сортировка БСУ	9000 _{100x90}	4	36	0,56	20,2	0,92(0,55)	11,1
Сортировка СБ-145	6300 _{90x60}	4	17,1	0,56	9,6	0,92(0,55)	5,3
Столовая	600 _{40x15}	18,8	25,2	0,67	16,9	0,92(0,55)	9,3
Территория бетонного завода	28200	1,2	33,8	0,6	20,3	0,92(0,55)	11,2
					137,2		65,3

Суммарная нагрузка предприятия составляет:

$$P_{\text{сумм}} = 2023,6 + 137,2 = 2160,8 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{сумм}} = 1447,8 + 65,3 = 1513,1 \text{ квар,}$$

$$S = \sqrt{P_{\text{сумм}}^2 + Q_{\text{сумм}}^2}, \quad (17)$$

$$S = \sqrt{2160,8^2 + 1513,1^2} = 2637,9 \text{кВА}.$$

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

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:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{\text{лц}}}}}, \quad (18)$$

где L – длина линии, км;

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

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения Чагоянского бетонного завода проектируем двухцепную ВЛ.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33,9} + \frac{2500}{2,637/2}}} = 22,87 \text{ (кВ)}$$

По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 35 кВ. На низком уровне напряжения принимаем 10 кВ, для распределительной сети завода – 0,4 кВ.

4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ. ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Так как по составу и характеру нагрузки электропотребители базы относятся к второй третьей категории по бесперебойности электроснабжения, устанавливаем трансформаторные подстанции с одним и двумя трансформаторами.

Определяем минимальное число трансформаторов, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки лит.[2]

$$N_{T \min} = \frac{S_{M.T}}{\beta_T \cdot S_T} + \Delta N, \quad (19)$$

где $S_{M.T}$ – суммарная расчетная активная нагрузка (таблица 1), кВ·А;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов ($\beta_T = 0,9$ лит.[2]);

S_T – принятая, исходя из удельной плотности нагрузки (таблица 1), номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

$$N_{T \min} = \frac{2553,3}{0,85 \cdot 630} + 0,33 = 5 \text{ шт.}$$

Экономически оптимальное число трансформаторов:

$$N_{T..э} = N_{T \min} + m, \quad (20)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, определяемое по рис. 2.131 лит.[2].

$$N_{T..э} = 5 + 0 = 5 \text{ шт.}$$

Окончательно принимаем количество трансформаторов 5 шт.

КТП состоит из одного трансформатора, панелей стыковки, шинных низковольтных устройств: вводного и линейных.

Определяем мощность трансформатора КТП №1:

$$S_{\text{тр. КТП №1}} = \frac{S_{\text{КТП №1}}}{n \cdot \beta_T}, \quad (21)$$

где $S_{\text{КТП №1}}$ – полная расчётная мощность КТП №1, кВА;

n – количество трансформаторов, шт;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов.

Для электропотребителей второй и третьей категории по бесперебойности электроснабжения принимаем $\beta_T = 0,92$.

Расчёт полной мощности КТП №1:

$$S_{\text{КТП №1}} = \sqrt{(P_{\text{р.КТП №1}} + P_{\text{р.осв}})^2 + (Q_{\text{р.КТП №1}} + Q_{\text{р.осв}})^2}, \quad (22)$$

где $P_{\text{р.КТП №1}}$ – максимальная расчётная активная мощность КТП №1, кВт;

$Q_{\text{р.КТП №1}}$ – максимальная расчётная реактивная мощность КТП №1, кВар;

$P_{\text{р.осв}}$ – расчётная активная мощность освещения, кВт;

$Q_{\text{р.осв}}$ – расчётная реактивная мощность освещения, кВар.

$$S_{\text{КТП №1}} = \sqrt{(360,1 + 50,1)^2 + (253,5 + 27,6)^2} = 494,2 \text{ кВА};$$

Мощность трансформаторов КТП №1:

$$S_{\text{тр. КТП №1}} = \frac{494,2}{1 \cdot 0,85} = 581,4 \text{ кВА}.$$

На основании этого выбираем трансформатор ТМ – 630/10.

Справочные данные трансформатора:

$U_B = 10,5$ кВ, $U_H = 0,4$, $U_{кз} = 6,41\%$.

Реальный коэффициент загрузки для КТП №1:

$$\beta_T = \frac{S_{\text{КТП}}}{n \cdot S_{\text{ТР}}}, \quad (23)$$

где n – количество трансформаторов КТП, шт;

$S_{\text{ТР}}$ – полная мощность одного трансформатора, кВА;

$S_{\text{КТП.№1}}$ – полная мощность расчётной нагрузки, кВА;

$$\beta_T = \frac{497,3}{1 \cdot 630} = 0,80.$$

Аналогично, производим расчёты для КТП № 2,3,4, полученные расчётные данные сводим в таблицу 4.

Таблица 4 - Выбор трансформаторов

№ п/п	Группы электроприемников	Расчётная нагрузка			Количество трансформаторов, шт.	Мощность трансформаторов, кВА	коэффициент загрузки трансформаторов	Загрузка трансформаторов в аварийном режиме
		P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА				
1.	КТП №1	410,2	281,1	497,3	1	630	0,80	-
2.	КТП №2	450,3	363	584	1	630	0,93	-
3.	КТП №3	896,4	587,8	1072	2	630	0,85	1,7
4.	КТП №4	458,3	338,6	570	1	630	0,90	-

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Передача реактивной мощности вызывает дополнительные затраты на увеличение сечения проводников сетей и мощностей трансформаторов, создаёт дополнительные потери электроэнергии. Кроме того, увеличиваются потери напряжения за счёт реактивной составляющей, пропорциональной реактивной нагрузке и индуктивному сопротивлению, что снижает качество электроэнергии по напряжению.

Большое значение имеет компенсация реактивных нагрузок и повышение коэффициента мощности в системах электроснабжения предприятия. Под компенсацией подразумевается установка местных источников реактивной мощности, благодаря которой повышается пропускная способность сетей и трансформаторов, а так же уменьшаются потери электроэнергии.

В соответствии с рекомендациями по проектированию суммарная расчётная мощность батарей конденсаторов при числе трансформаторов более трёх в сети 0,38 кВ определяется:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (24)$$

где Q_{HK1} – мощность батарей конденсаторов по первому критерию, который учитывает насколько целесообразно сократить число трансформаторов за счёт увеличения степени компенсации реактивной мощности;

Q_{HK2} – мощность батарей конденсаторов по второму критерию, который учитывает необходимую мощность батарей конденсаторов для снижения потерь энергии в сети.

Определяем мощность трансформаторов по первому критерию:

$$Q_{HK1} = Q_p - Q_{max}, \quad (25)$$

где Q_p – расчётная реактивная мощность за наиболее загруженную смену, квар;

$Q_{\max \tau}$ – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть, квар;

$$Q_{\max \tau} = \sqrt{(K_{зт} \cdot n_{тэ} \cdot S_{нт})^2 - S_{р,i}^2}, \quad (26)$$

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.

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

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:

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot n_{тэ} \cdot S_{нт}, \quad (27)$$

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;

$$\gamma = 0,32.$$

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

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

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

В качестве источников реактивной мощности используем комплексные конденсаторные установки с размещением их на шинах 0,4 кВ:

для КТП №1 одну батарею УKM-0,4-100 мощностью 100 квар;

для КТП №2 одну батарею УKM-0,4-100 мощностью 100 квар;

для КТП №3 две батареи УKM-0,4-100 мощностью 100 квар;

для КТП №4 одну батарею УKM-0,4-100 мощностью 100 квар.

Расчетная реактивная нагрузка после установки комплексных конденсаторных установок для КТП №1:

$$Q_p' = Q_p - Q_{\text{ку}} \quad (28)$$

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

Пересчитываем полную расчетную мощность:

$$S_p' = \sqrt{P_p'^2 + Q_p'^2}, \quad (29)$$

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

Определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_{\text{п' тр}} = \frac{S_p'}{K_{\text{э.м.}} \cdot n_m}, \quad (30)$$

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

С учетом компенсации для КТП №1 ТМ-630/10.

Аналогично производим перерасчет для КТП №2,3,4, полученные данные заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

№ п/п	Группы электроприемников	Расчётная нагрузка			Количество трансформаторов, шт.	Мощность трансформаторов, кВА	коэффициент загрузки трансформаторов	Загрузка трансформаторов в аварийном режиме
		P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА				
1.	КТП №1	410,2	181,1	448,4	1	630	0,71	-
2.	КТП №2	362,1	184,9	447,5	1	630	0,71	-
3.	КТП №3	896,4	387,8	976,7	2	630	0,78	1,56
4.	КТП №4	458,3	238,6	516,7	1	630	0,82	-

6 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. 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.

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 завысить 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 однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (31)$$

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.

Рассчитаем необходимую мощность трансформаторов на ПС Чагоян. Для этого необходимо учесть существующую нагрузку подстанции по результатам контрольных замеров 2020 года.

Таблица 6 – Результаты контрольного замера по ПС Чагоян

ПС	Присоединения	17.06.2020 10-00				16.12.2020 10-00			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	I, А	U, кВ
Чагоян	Т-1 (Ввод 35 кВ)	0,1	0,12	2,4	37	0,00	0,00	0,00	0,00
	Т-2 (Ввод 35 кВ)	0	0	0	37	1,00	0,46	17,22	37,00
	Т-1 (Ввод 10 кВ)	0,09	0,11	8	10,5	0,00	0,00	0,00	0,00
	Т-2 (Ввод 10 кВ)	0	0	0	10,5	0,99	0,45	60,00	10,50
	ф.1	0,01	0,01	1	10,5	0,00	0,00	0,00	10,50
	ф.8	0	0,02	1	10,5	0,00	0,00	0,00	10,50
	ф.13	0,06	0,04	4	10,5	0,17	0,06	10,00	10,50
ф.18	0,01	0,03	2	10,5	0,82	0,39	50,00	10,50	

Максимальная нагрузка на подстанции ПС Чагоян зафиксирована 16.12.2020 в 10:00 и составляла: P=1 МВА, Q=0,46 Мвар.

Определяем расчётную мощность трансформаторов с учётом существующей нагрузки:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(1 + 2,16)^2 + (1,51 + 0,46)^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,65 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМН-4000/35.

В настоящее время на ПС Чагоян установлены два трансформатора мощностью 2,5 и 1,6 МВА. Поскольку требуемая нагрузка больше существующих установленных трансформаторов, следовательно, на подстанции необходимо произвести замену трансформаторов на ТМН-4000/35.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (32)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4.$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{3,16^2 + 1,97^2}}{4} = 0,93.$$

Условие выполняется, значит трансформатор выбран верно.

7 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

7.1 Расчет ЦЭН и выбор места расположения подстанции

Картограмма представляет собой размещение на ген. плане предприятия окружностей, площади которых соответствуют в выбранном масштабе расчетным нагрузкам цехов. Центр нагрузок цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех. Радиусы нагрузок картограммы определяем по формуле: лит. [2]

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p,i}}{\pi \cdot m}}, \quad (33)$$

где $P_{p,i}$ – расчетная активная нагрузка i -го корпуса, кВт;

m – произвольно принятый масштаб, кВт;

Для напряжения 0,4 кВ принимаем масштаб: 1 см = 5 кВт.

$$r_{\text{БСУ}} = \sqrt{\frac{669,8}{3,14 \cdot 5}} = 6,5 \text{ см.}$$

Для остальных электроприемников предприятия расчёт аналогичен и сведён в таблицу.

Координаты мест установки КТП, определяем по формулам: лит. [2]

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (34)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (35)$$

где P_i – расчетная активная мощность i -го электроприемника;

X_i и Y_i – координаты его центра.

Для КТП №2:

$$X_0 = \frac{58,8 \cdot 13,7 + 31,3 \cdot 33 + 10,8 \cdot 28,8 + 5,8 \cdot 28,7 + 7,4 \cdot 32,5 + 25,6 \cdot 32 + 135,8 \cdot 30}{275,5} +$$

$$+ \frac{19 \cdot 43,5 + 60,5 \cdot 44 + 8,7 \cdot 50}{275,5} = 27.$$

$$Y_0 = \frac{58,8 \cdot 16,5 + 31,3 \cdot 5,5 + 10,8 \cdot 8,8 + 5,8 \cdot 14,2 + 7,4 \cdot 24,3 + 25,6 \cdot 29,2 + 135,8 \cdot 40,5}{275,5} +$$

$$+ \frac{19 \cdot 29,5 + 60,5 \cdot 23,6 + 8,7 \cdot 24}{275,5} = 28,1.$$

Аналогично производим расчет координат места установки КТП № 1,3,4, полученные данные заносим в таблицу. Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha = \frac{P_{M.OCB}}{P_{\Sigma}} \cdot 360; \quad (36)$$

$$\alpha_{BCV} = \frac{34,9}{669,8} \cdot 360 = 19^0.$$

При расстановке точек мест установки КТП № 1,3,4, необходимо произвести отступления от полученных координат, так как точки попадают на места установки действующего оборудования, либо на проезжую часть. Координаты центров нагрузки электроприёмников указан в Приложении А.

Таким образом, фактические координаты точек мест установки КТП, будут следующие:

для КТП №1:

$$X_0 = 9; Y_0 = 46,8.$$

для КТП №3:

$$X_0 = 50,5; Y_0 = 19,5.$$

для КТП №4:

$$X_0 = 69,5; Y_0 = 35,5$$

7.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Техничко-экономический расчет производится для трех вариантов построения схемы электроснабжения электроприемников бетонного завода по приведенным затратам (рисунки 2, 3, 4).

Приведенные затраты питающих кабелей от ГПП можно считать одинаковыми во всех вариантах, поэтому они в расчетах не учитываются.

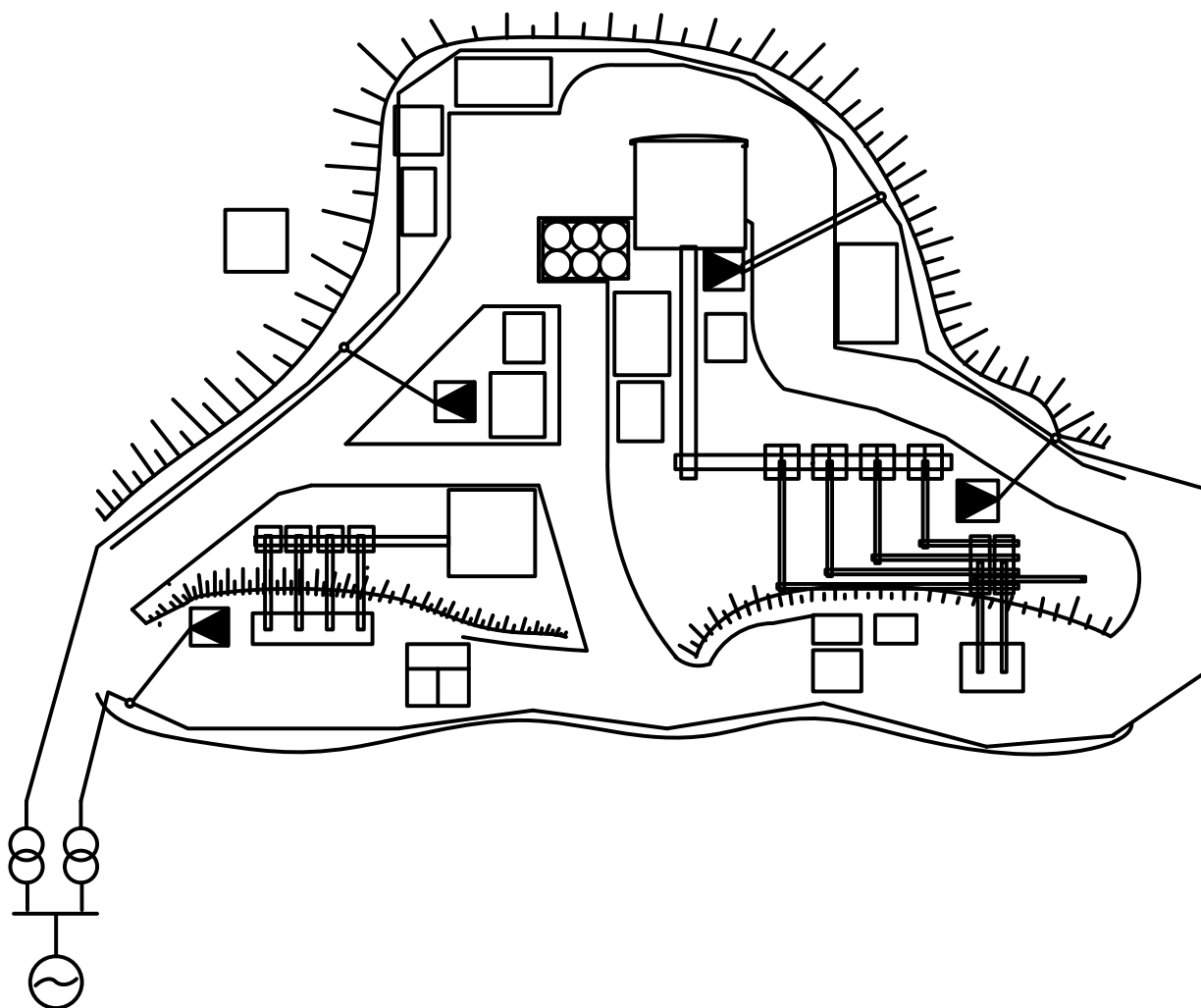


Рисунок 2 - Вариант 1.

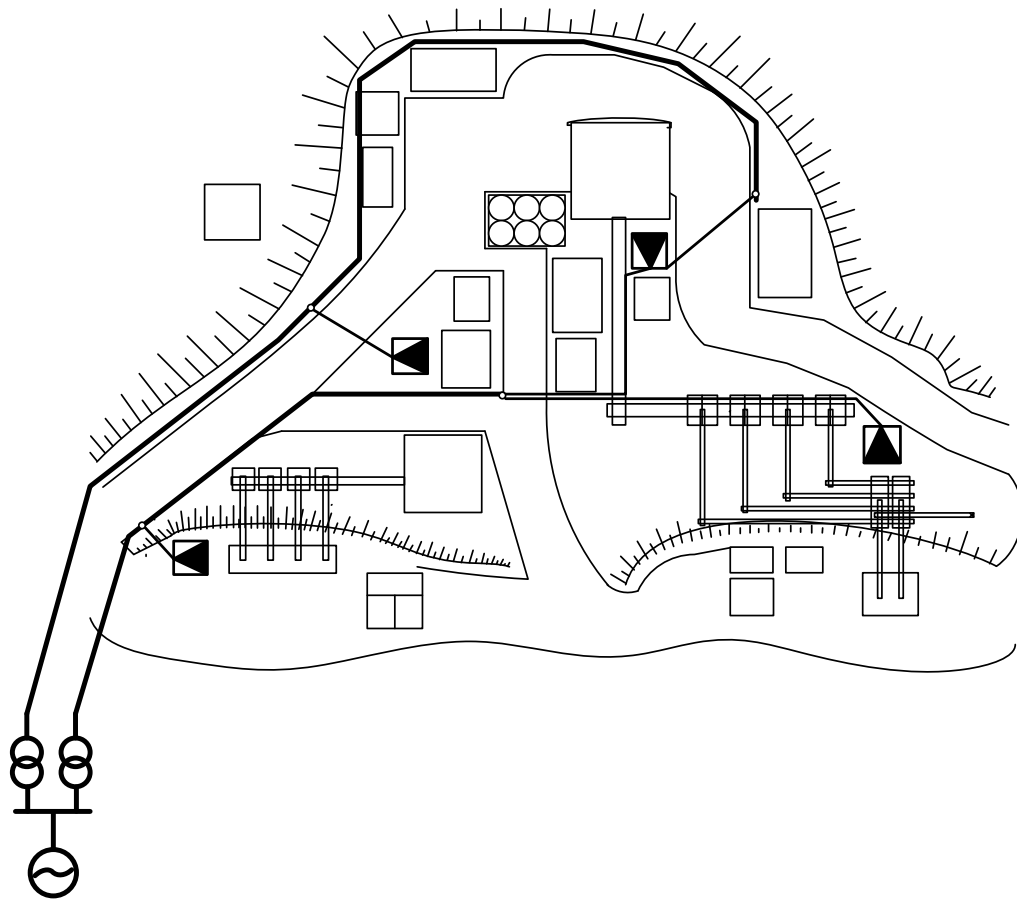


Рисунок 3 - Вариант 2

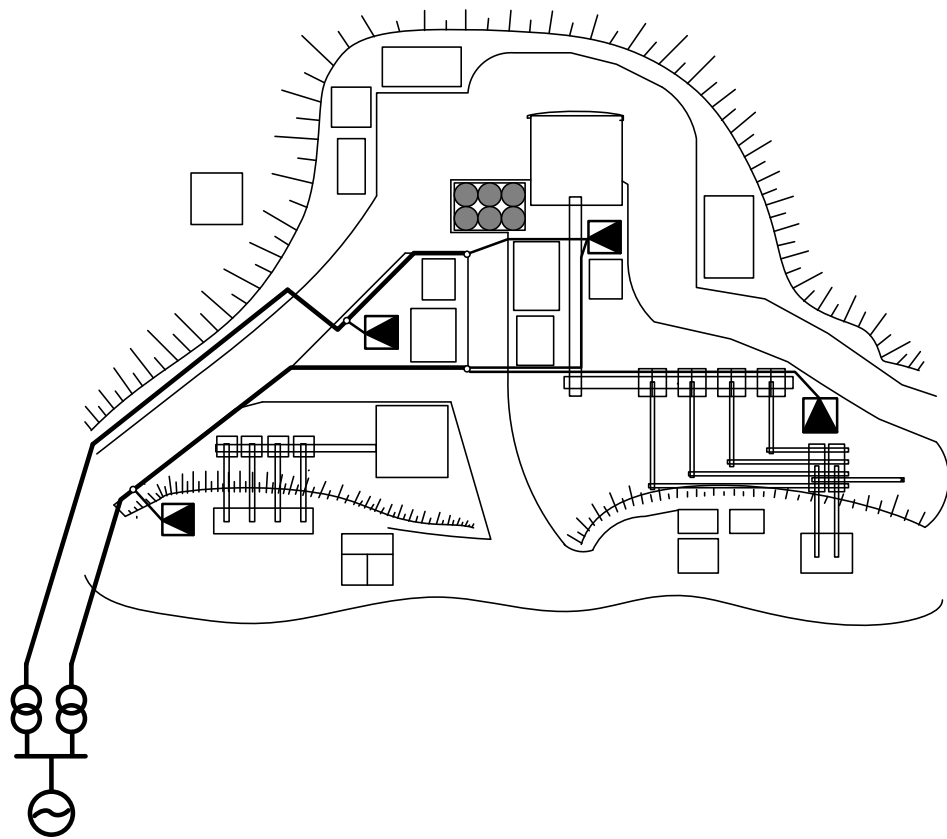


Рисунок 4 - Вариант 3

Предварительно произведем сравнение вариантов по длинам линий.

Таблица 7 – Варианты сети

№ варианта	ВЛ, м	ВЛ, мм ²	КЛ, м	КЛ, мм ²
1	771	3×70	129,9	3×50
2	517	3×50	225,1	3×50
3	370	3×50	212,4	3×50

В дальнейшем продолжим сравнение вариантов №1 и №3.

Наиболее экономичным решением выбора варианта схемы электроснабжения будет вариант, отвечающий требованиям и имеющий наименьшие годовые приведенные затраты. При сравнении вариантов учитываются только те элементы, которые отличаются.

Годовое время работы и время использования максимума нагрузки составляет соответственно $T_{Г} = 8000$ час/год; $T_{М} = 5330$ час/год (для предприятий, работающих в три смены). Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{уэ} = 1,6$ руб/кВт·ч.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + C, \quad (37)$$

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений (для новой техники $E_n = 0,15$);

K – капитальные вложения;

C – ежегодные издержки эксплуатации.

$$C = C_a + C_{po} + C_э, \quad (38)$$

где C_a – амортизационные отчисления рассчитываются по годовым нормам амортизации P_a :

$$C_a = P_a \cdot K \quad (39)$$

C_{po} – затраты на ремонт и обслуживание в данном случае определяем упрощенно, по выражению:

$$C_{po} = P_{po} \cdot K, \quad (40)$$

где P_{po} – коэффициент отчислений на ремонт и обслуживание.

C_3 – затраты на потери электроэнергии в элементах электрической сети

$$C_3 = \Delta P_M \cdot \delta_* \cdot \gamma \quad (41)$$

$$\Delta P_M = \Delta P_{УС} \times N, \quad (42)$$

Средние потери активной мощности для высоковольтных кабельных линий 10 кВ на 1 км длины:

$$\Delta P_{УСВ} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_1^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_*, \quad (43)$$

$$\tau_* = \frac{T_M^2}{T_\Gamma^2} \quad (44)$$

$$\tau_* = \frac{5330^2}{8000^2} = 0,444$$

В расчетах принято:

$$\alpha = 208,6 \text{ руб/кВт} \cdot \text{мес}$$

$$\beta = 0,287 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$$

Годовое число часов работы T_Γ и число часов использования максимума активной нагрузки T_M выбираем согласно ПУЭ:

$$T_M = 5330 \text{ ч/год},$$

$$T_\Gamma = 8000 \text{ ч/год}.$$

Время максимальных потерь τ_m зависит от соотношения T_M и T_Γ относительное время использования максимума потерь составляет (при, $\frac{T_M}{T_\Gamma} > 0,7$)

по этому:

$$\tau_m = \frac{T_m}{T_2}, \text{ ч/год} \quad (45)$$

$$\tau_m = \frac{5330^2}{8000} = 3551 \text{ ч/год}$$

Стоимость одного года потерь:

$$\gamma = \tau_m \cdot \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \right) \text{ руб/кВт} \cdot \text{год} \quad (46)$$

$$\gamma = 3551 \cdot \left(\frac{208,6 \cdot 12}{5330} + 0,287 \right) = 2687 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

Коэффициенты отчислений для разных элементов электроснабжения согласно приложению В сводим в таблицу.

Реальная процентная ставка при следующих значениях:

$$E_n = 0,15 \text{ 1/год};$$

$$b = 0,12 \text{ 1/год};$$

$$r = \frac{E_n}{1+b} \text{ 1/год}. \quad (47)$$

$$r = \frac{0,15 - 0,12}{1 + 0,12} = 0,027 \text{ 1/год}.$$

Таблица 8 - Коэффициенты отчислений для элементов системы электроснабжения

Элементы системы электроснабжения	Значения коэффициентов, доли ед.			
	P_a	P_o	r	$P = P_o + P_{po} + r$
Кабельные линии 10 кВ	0,03	0,053	0,027	0,11
Воздушные линии 10 кВ	0,015	0,01	0,027	0,052

На основании исходных данных определяем капитальные затраты для воздушных и кабельных линий.

Для высоковольтной кабельной линии с кабелями ААШв – 10 кВ в траншее (включая ее стоимость) имеем на 1км длины, имеем:

$$\text{для } 3 \times 70 \text{ мм}^2 \quad K_{УВ} = 152800 \text{ руб./км.}$$

Суммарный коэффициент отчислений для кабельной линии $p = 0,19$.

Для высоковольтной воздушной линии с проводами СИП-3 (включая ее стоимость) имеем на 1км длины, имеем:

$$\text{для } 3 \times 50 \text{ мм}^2 \quad K_{УВ} = 114300 \text{ руб./км.}$$

Для высоковольтной воздушной линии с проводами СИП-3 (включая ее стоимость) имеем на 1км длины, имеем:

$$\text{для } 3 \times 70 \text{ мм}^2 \quad K_{УВ} = 125300 \text{ руб./км.}$$

$$\frac{T_M^2}{T_\Gamma^2} = \frac{5330^2}{8000^2} = 0,444$$

Средние потери активной мощности:

для высоковольтных кабельных линий 10 кВ на 1км длины:

вариант №1,3

$3 \times 70 \text{ мм}^2$

$$\Delta P_{УСВ} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_1^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (48)$$

$$\Delta P_{УСВ} = \frac{3 \cdot 0,0592 \cdot 1,1^2 \cdot 448,4^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 7,2 \text{ кВт};$$

$3 \times 70 \text{ мм}^2$

$$\Delta P_{УСВ} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_2^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (49)$$

$$\Delta P_{УСВ} = \frac{3 \cdot 0,0592 \cdot 1,1^2 \cdot 447,5^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 7,2 \text{ кВт};$$

$3 \times 70 \text{ мм}^2$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_3^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (50)$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot 0,0592 \cdot 1,1^2 \cdot 976,7^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 17,1 \text{ кВт};$$

$3 \times 70 \text{ мм}^2$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_4^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (51)$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot 0,0592 \cdot 1,1^2 \cdot 516,7^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 9,10 \text{ кВт};$$

Средние потери активной мощности:

для высоковольтных воздушных линий 10 кВ на 1 км длины:

вариант №1

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (52)$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot 0,0443 \cdot 1,1^2 \cdot 2389,3^2 \cdot 0,44}{70 \cdot 10,5^2} = 41,9 \text{ кВт};$$

вариант №3

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_{2,3}^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (53)$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot 0,0641 \cdot 1,1^2 \cdot 1424^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 32,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot r_0 \cdot 1,1^2 \cdot S_{1,3,4}^2}{F \cdot U_B^2} \cdot \tau_* \text{ кВт}; \quad (54)$$

$$\Delta P_{\text{УСВ}} = \frac{3 \cdot 0,0641 \cdot 1,1^2 \cdot 1942^2 \cdot 0,44}{50 \cdot 10,5^2} = 38,3 \text{ кВт};$$

Результаты расчетов по вариантам сводим в таблицы.

Из таблицы видно, что третий вариант оказался экономичнее.

При этом годовой экономический эффект составляет:

$$\mathcal{E} = Z_1 - Z_3. \quad (55)$$

$$\mathcal{E} = 66880 - 32680 = 34200 \text{ руб/год.}$$

Таблица 9 - Определение приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения (вариант 1)

Назначение	Элемент Электро- снабжения	K_i , тыс.руб./км	N , км/шт	$K=K_i \cdot N$, тыс.руб.	P , 1/год	$P \cdot K$, тыс.руб./год	R_o , Ом/км	δ^*	$\Delta P_M = \Delta P_{УСВ} \times N$, кВт	γ , тыс.руб./кВт · год	$C_3 = \Delta P_M \cdot \delta^* \cdot \gamma$, тыс.руб.	$3 = P \cdot K + C_3$, тыс.руб.
ВЛ КРУ- КТП №1,2,3,4	СИП-3 (3×70) на Ж/Б опорах	125,3	0,771	96,61	0,052	5,02	0,0443	0,66	32,3	2,687	57,28	62,3
КЛ ВЛ – КТП №1,2,3,4	Кабель ААШв (3×50) в траншее	152,8	0,130	19,80	0,11	2,2	0,0592	0,66	1,34	2,687	2,38	4,58
Итого:				116,4		7,22					59,76	66,88

Таблица 10 - Определение приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения (вариант 3)

Назначение	Элемент Электро- снабжения	K_i , тыс.руб./км	N , км/шт.	$K=K_i \cdot N$, тыс.руб.	P , 1/год	$P \cdot K$, тыс.руб./год	R_o , Ом/км	δ^*	$\Delta P_M = \Delta P_{УС} \times N$, кВт	γ , тыс.руб./кВт	$C_3 = \Delta P_M \cdot \delta^* \cdot \gamma$, тыс.руб.	$3 = P \cdot K + C_3$, тыс.руб.
ВЛ КРУ- КТП №1,2,3,4	СИП-3 (3×50) на Ж/Б опорах	114,3	0,370	42,29	0,052	2,2	0,0641	0,66	13,02	2,687	23,01	25,21
КЛ ВЛ – КТП №1,2,3,4	Кабель ААШв (3×50) в траншее	152,8	0,212	32,39	0,11	3,6	0,0592	0,66	2,18	2,687	3,87	7,47
Итого:				74,68		5,8					26,88	32,68

7.3. Выбор схемы и конструкции подстанции

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.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

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

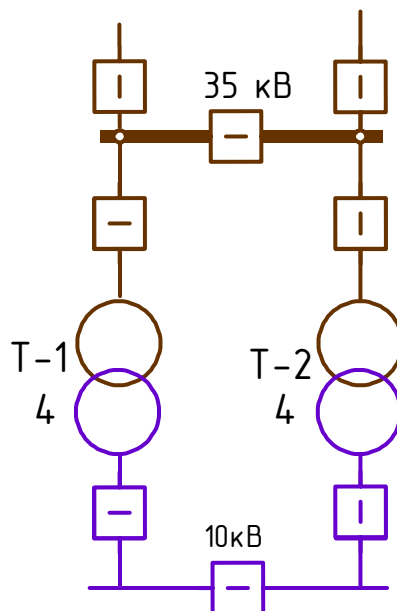


Рисунок 5 – Подстанция Чагоян

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ПС в обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане. ПС следует располагать ближе к центру нагрузок. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа подстанции, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Наиболее часто ПС промышленных предприятий выполняют двух трансформаторными. Одно трансформаторные ПС допускаются только при наличие централизованного резерва трансформатора и при поэтапном строительстве. Установка более двух трансформаторов возможна только в исключительных случаях: когда требуется выделить резко переменные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора, при реконструкции ПС, если установка третьего трансформатора экономически целесообразна.

8 ВЫБОР СХЕМЫ СЕТИ. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛЭП

8.1 Расчет воздушной линии от ПС

Выбор сечения провода по нагреву. Основное условие выбора кабеля по нагреву:

$$I_p \leq I_{\text{дд}}, \quad (56)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$I_{\text{дд}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

$$I_p = I_{\text{max}} = \frac{\sum S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (57)$$

где $\sum S_p$ – полная расчётная мощность трансформаторов КТП №2, №3, кВА;

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

$$I_p = I_{\text{max}} = \frac{1424,2}{1,73 \cdot 4} = 205 \text{ А.}$$

Принимаем три провода (СИП-3) 3×35 , $I_{\text{дд}} = 200$ А,

$$205 \text{ А} \leq 200 \text{ А.}$$

Проверка выбранного сечения провода по допустимым потерям напряжения.

Для проверки выберем КТП №3 наиболее отдалённый от ПС находящийся на расстоянии 200 м, выбранный провод (СИП-3) $3 \times 35 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ном}} = 200$ А, $I_p = 138$ А.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}}; \quad (58)$$

$$R = \frac{1}{n} r_0 \cdot \ell \text{ Ом}; \quad (59)$$

$$R = 0,986 \cdot 0,200 = 0,197 \text{ Ом};$$

$$r_0 = 0,986 \text{ Ом/км};$$

$$X = \frac{1}{n} x_0 \cdot \ell \text{ Ом}; \quad (60)$$

$$X = 0,104 \cdot 0,200 = 0,021 \text{ Ом};$$

$$x_0 = 0,104 \text{ Ом/км};$$

$$\Delta U = \frac{896,4 \cdot 0,197 + 387,8 \cdot 0,021}{10,5} = 48,5 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (61)$$

$$\Delta U \% = \frac{48,5}{10,5} \cdot 100 = 0,01$$

Расчётное значение потерь напряжения сравниваем с допустимым значением $\Delta U = 1\%$ (60 % на 10 кВ):

$0,5 \% \leq 1 \%$, что соответствует допустимой потере напряжения.

Вывод: расчётное значение потерь напряжения меньше допустимого, следовательно, марка и сечение кабеля выбраны правильно.

8.2 Выбор питающих кабелей напряжением выше 1000 В

Кабельная линия, по которой КТП получает питание, прокладывается в траншее. Поправочный коэффициент на фактическую температуру окружающей среды, $k_{\text{п}} = 0,9$.

$$I_{\text{дд}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{нд}}, \quad (62)$$

где $I_{нд}$ – номинальный длительный ток, А;

$k_{п}$ – поправочный коэффициент;

$$I_{дд} = 0,9 \cdot I_{нд} \quad (63)$$

Выбираем кабель марки ААШв - 10 кВ, трёхжильный на напряжение 10,5 кВ.

Выбор сечения кабеля по нагреву

Основное условие выбора кабеля по нагреву:

$$I_p \leq 0,9 \cdot I_{дд},$$

где I_p – расчётный ток, А;

$I_{дд}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

$$I_p = I_{\max} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (64)$$

где S_p – полная расчётная мощность трансформатора КТП №1, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

$$I_p = I_{\max} = \frac{0,95 \cdot 630}{1,73 \cdot 10,5} = 54,9 \text{ А.}$$

Принимаем трёхжильный кабель $3 \times 35 \text{ мм}^2$, $I_{дд} = 0,9 \cdot 90 = 81 \text{ А}$,

$$54,9 \text{ А} \leq 81 \text{ А}$$

Выбор по экономической плотности тока

Определяем экономическую плотность тока для кабеля ААШв в зависимости от продолжительности использования максимума нагрузки по данным ПУЭ:

При $T_m = 5330$ ч/год для предприятий, работающих в три смены;

$$\gamma_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2.$$

Экономически выгодное сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = I_p / \gamma_{\text{ЭК}}, \quad (65)$$

где I_p – расчётный ток линии, который принимается из условий нормальной работы и при его определении учитывается увеличение тока в линии при авариях или ремонтах в каком-либо элементе сети;

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{54,9}{1,2} = 45,8 \text{ мм}^2$$

Выбранный кабель по экономической плотности тока не проходит, поэтому выбираем трёхжильный кабель ААШв $3 \times 50 \text{ мм}^2$ который является ближайшим большим.

Выбор по термической стойкости

Сечение, обеспечивающее термическую устойчивость проводника к току короткого замыкания, определяется по выражению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}, \quad (66)$$

где α – расчётный коэффициент (для кабелей с алюминиевыми жилами $\alpha = 12$);

$I_{\infty} = 9,0 \text{ кА}$ – установившийся ток КЗ;

$t_n = 0,2 \text{ с}$ – возможное время прохождения тока через кабель; (складывается из времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя);

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 9,0 \cdot \sqrt{0,2} = 48,2 \text{ мм}^2$$

Для питания КТП №1 принимаем трёхжильный кабель ААШв $3 \times 50 \text{ мм}^2$. Проверка выбранного сечения кабеля по допустимым потерям напряжения

Для проверки выберем КТП №4 наиболее отдалённый от ВЛ 10,5 кВ, находящийся на расстоянии 97,5 м, выбранный кабель ААШв 3×50 мм², I_{ном}=175 А, I_p=54,9 А, cos φ=0,91.

Определяем расчётное значение потери напряжения на этой линии:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi), \quad (67)$$

где r_0 – активное сопротивление кабеля, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\Delta U = 1,73 \cdot 54,9 \cdot 0,0975 \cdot (0,592 \cdot 0,91 + 0,085 \cdot 0,4146) = 5,2 \text{ В}$$

Расчётное значение потерь напряжения сравниваем с допустимым значением (60 % на 10 кВ):

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (68)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение низкой стороны;

$$\Delta U \% = \frac{5,2}{10,5} \cdot 100\% = 0,13 \%$$

$$0,13\% \leq 7,8\%$$

Вывод: расчётное значение потерь напряжения меньше допустимого, следовательно, марка и сечение кабеля выбраны правильно.

Выбранные высоковольтные кабели, питающие КТП №1,2,3,4, заносим, в таблицу в Приложении Б.

8.3 Выбор кабелей питающих ответвления к электроприемникам напряжением ниже 1000 В

Участок электросети, питающей отдельный приёмник электроэнергии, называется ответвлением. Ответвления к электроприемникам от КТП выполняем кабелем ААШв в траншее и лотках.

Согласно ПУЭ поправочный коэффициент на фактическую температуру окружающей среды, $k_t=0,9$.

$$I_{дд} = 0,9 \cdot I_{нд} \quad (69)$$

Выбор сечения кабеля по нагреву

Для ответвлений к отдельным электроприёмникам длительного режима работы в качестве расчётного тока принимаем номинальный ток электроприёмника.

Основное условие выбора кабеля по нагреву:

$$I_{ном. \text{ЭП}} \leq 0,9 \cdot I_{дд}, \quad (70)$$

где $I_{ном. \text{ЭП}}$ – номинальный расчётный ток электроприёмника, А;

$I_{дд}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

Для примера рассчитаем кабели, питающие насосную от КТП №2:

$$I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta}, \quad (71)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электродвигателя насоса, кВт;

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

η – коэффициент полезного действия электродвигателя, $\eta = 92\%$;

$\cos \phi = 0,82$;

$$I_p = \frac{105}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,82 \cdot 0,89} = 219 \text{ А},$$

Выбираем четырёхжильный кабель ААШв $(3 \times 95 + 1 \times 70)$ мм² с допустимой длительной токовой нагрузкой $I_{дд} = 255 \text{ А}$.

Проводим проверку по условию:

$$I_{ном. \text{ЭП}} \leq I_{дд}, \quad (72)$$

$$219 \text{ A} \leq 0,9 \cdot 250 \text{ A}.$$

$$219 \text{ A} \leq 229,5 \text{ A}.$$

Кабель проходит по длительно допустимому току нагрева.

Проверка выбранного сечения кабеля по допустимым потерям напряжения

Насосная является наиболее отдалённым от КТП №2 электроприёмником – находящийся на расстоянии 45 м, выбранный кабель ААШв $(3 \times 95 + 1 \times 70) \text{ мм}^2$, $I_{\text{ном}} = 255 \text{ A}$, $I_p = 219 \text{ A}$, $\cos \phi = 0,82$.

Определяем расчётное значение потери напряжения на этой линии:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi), \quad (73)$$

где r_0 – активное сопротивление кабеля, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\Delta U = 1,73 \cdot 219 \cdot 0,045 \cdot (0,312 \cdot 0,82 + 0,081 \cdot 0,5724) = 5,2 \text{ В}$$

Расчётное значение потерь напряжения сравниваем с допустимым значением $\Delta U = 6,6\%$ (40 % на 0,38 кВ):

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (74)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение низкой стороны;

$$\Delta U \% = \frac{5,2}{380} \cdot 100\% = 1,4\%,$$

$$1,4\% \leq 6,6\%$$

Вывод: расчётное значение потерь напряжения меньше допустимого, следовательно, марка и сечение кабеля выбраны правильно.

Выбранные кабели, питающие ответвления к электроприёмникам заносим в таблицу в Приложение В.

8.4 Выбор распределительных шинопроводов

Распределительные шинопроводы ШРА (с алюминиевыми жилами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземлённой нейтралью. Токопровода защищены от попаданий твёрдых тел, от капель и пыли.

Выбор шинопроводов выполняется по условию: лит. [1]

$$I_p \leq I_{\text{ном}}, \quad (75)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток шинопровода, А.

Для примера выберем распределительный шинопровод для КТП №1.

Расчётный ток группы электроприемников КТП №1 равен: $I_p = 791,1$ А.

Выбираем распределительный шинопровод ШРА4 – 1200 – 32 – 1У3 с номинальным током $I_{\text{ном}} = 1200$ А. лит. [2]

Проверяем по условию:

$$I_p \leq I_{\text{ном}}, \quad (76)$$

$$791,1 \text{ А} < 1200 \text{ А},$$

Условие выполняется, следовательно шинопровод ШРА4 – 1200 – 32 – 1У3 выбран правильно.

Выбранные распределительные шинопроводы заносим в таблицу.

Таблица 11 - Выбор распределительных шинопроводов

№ п/п	Группы электроприемников	I_p , А	Тип шинопровода	$I_{\text{ном}}$, А
1	КТП №1	1501	ШРА4 – 1800 – 32 – 1У3	1800
2	КТП №2	886	ШРА4 – 1200 – 32 – 1У3	1200
3	КТП №3	3027	ШРА4 – 1800 – 32 – 1У3	3200
4	КТП №4	791,1	ШРА4 – 1200 – 32 – 1У3	1200
5	КРУ	332	ШРА4 – 1200 – 32 – 1У3	1200

9 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в работе 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.

В нашем случае принимаем за расчётные подстанцию КТП № 1, питающуюся от подстанции Чагоян.

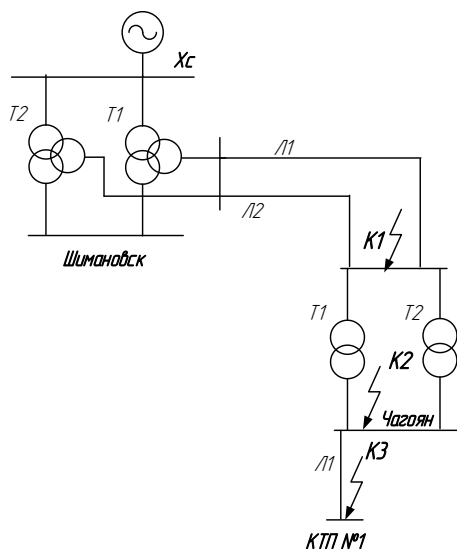


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

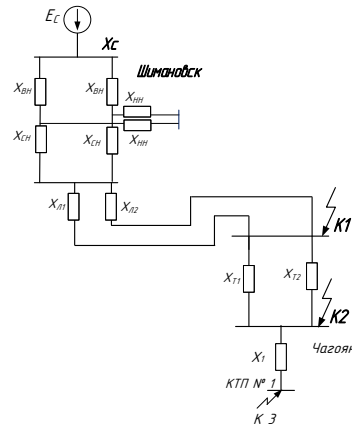


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2, КЗ 3. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (77)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12.3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

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

Параметры питающих линий:

Шимановск - Чагоян:

$L_{л1,2} = 33,9$ км, марка провода АС-120, $x_0 = 0,377$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (78)$$

$$X_{л1,2} = 0,377 \cdot 3,2 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,04 \text{ о.е.} \quad (79)$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} \text{ о.е.} \quad (80)$$

$$X_1 = \frac{0,04 \cdot 0,04}{0,04 + 0,04} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Чагоян:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}} \text{ о.е.} \quad (81)$$

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 0,833 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Шимановск:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}), \quad (82)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%.$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}), \quad (83)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%.$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}), \quad (84)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\%.$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}}. \quad (85)$$

$$X_{TB} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,163 \text{ о.е.} \quad (86)$$

$$X_{TH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,175 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.}$$

Эквивалентим схему замещения:

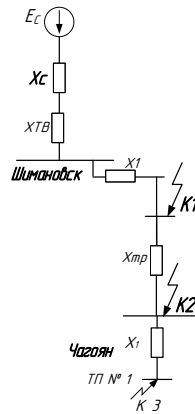


Рисунок 8– Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{ТВ} + X_1. \quad (87)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,127 + 0,02 + 0,163 = 0,31 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тp} + X_{\Sigma K1}. \quad (88)$$

$$X_{\Sigma K2} = 0,833 + 0,31 = 1,14 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий по 10 кВ находится по формуле:

$$X_{li} = x_{y\delta} \cdot l_i \quad (89)$$

$$X_{Л1} = x_{y\delta, cum50} \cdot l_1 \quad (90)$$

$$X_{Л1} = 0,119 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma K2} + X_{J1} \quad (91)$$

$$X_{\Sigma 3} = 1,14 + 0,06 = 1,2 \text{ Ом}$$

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (92)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} \cdot \text{кА} \quad (93)$$

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{1}{0,31} \cdot 1,56 = 5,032 \cdot \text{кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пок2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} \cdot \text{кА} \quad (94)$$

$$I_{\text{пок2}}^{(3)} = \frac{1}{1,14} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно КТП№1:

$$I_{\text{пок3}}^{(3)} = \frac{1}{1,2} \cdot 5,5 = 4,58 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\delta} \quad (95)$$

Согласно [24] принимаем среднее значение $k_{уд} = 1,608$ для точки К1, $k_{уд} = 1,369$ для точек К2, К3. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5.032 = 11.44 \text{ кА},$$

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 4.38 \cdot 1,369 = 8.48 \text{ кА},$$

$$I_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 4.58 \cdot 1,369 = 8.87 \text{ кА},$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (96)$$

Тогда токи составят:

$$I_{К31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.032 = 4.36 \text{ кА},$$

$$I_{К33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.38 = 3.8 \text{ кА},$$

$$I_{К33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.58 = 3.96 \text{ кА},$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично. Результаты представлены в таблице.

Таблица 12 – Результаты расчёта токов короткого замыкания, кА

Точка КЗ	Симметричное КЗ		Несимметричное КЗ
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{(2)кз}$
К1	1,205	2,333	1,044
К2	1,191	2,306	1,032
К3	1,096	2,123	0,95

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ (В ТОМ ЧИСЛЕ ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД)

10.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1 кВ. Ряд существенных преимуществ автоматов по сравнению с плавкими предохранителями (возможность быстрого включения после срабатывания) обуславливает их широкое применение в электроустановках.

В качестве защитных аппаратов от токов КЗ и токов перегрузки применяются автоматические выключатели серий ВА. Автоматические выключатели серии ВА предназначены для эксплуатации и защиты электрических цепей переменного тока от токов перегрузки и токов КЗ.

Существуют следующие требования к выбору автоматических выключателей:

Номинальное напряжение выключателя не должно быть ниже напряжения сети;

Отключающая способность должна быть рассчитана на максимальные токи К.З, проходящие по защищаемому элементу:

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчётного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу:

$$I_{\text{ном.рас.}} > I_{\text{расч.}} \quad (96)$$

Автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей:

$$I_{\text{ном. рас}} > (1,1 - 1,3) I_{\text{расч}} ; \quad (97)$$

Выбираем автоматический выключатель на основе рабочего тока, с выполнением условия:

$$\frac{I^{(1)}}{I_{\text{Н.РАСЦ}}} > 3; \quad (98)$$

Рабочий ток электродвигателя конвейера сортировки $I_{\text{раб}} = 65 \text{ А}$;

Выбираем автоматический выключатель ВА 52-31 с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{ном.расц}} = 1,23 \cdot 65 = 80 \text{ А};$$

Проверяем выполнение соотношения:

$$\frac{1886}{80} = 23,6 > 3;$$

условие выполняется, значит, автоматический выключатель ВА 52-31 выбран правильно.

Аналогично производим расчёт и выбор автоматических выключателей для остальных электроприемников бетонного завода, полученные данные сводим в таблицу в Приложении Д.

10.2 Выбор аппаратуры ячейки КРУ на распределительном устройстве 10 кВ

10.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63У3, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и

комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63УЗ могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63УЗ в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

10.2.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63УЗ

Распределительный пункт 10 кВ Чагоян, выполняется с помощью шкафов КРУ. Выберем шкафы КРУ для присоединения линий, ВЛ №1 и ВЛ №2. За расчётную мощность принимаем:

для ВЛ №1: $S_p = 2637/2 = 1318,5$ кВА;

для ВЛ №2: $S_p = 2637/2 = 1318,5$ кВА

Определяем расчётный ток:

$$I_p = I_{\max} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot K_3, \quad (99)$$

где $S_{\text{ТР}}$ – полная расчётная мощность трансформаторов ВЛ, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов, трансформаторных подстанций, $K_3=0,95$;

$$\text{для ВЛ №1: } I_p = I_{\max} = \frac{1318,5}{1,73 \cdot 10,5} \cdot 0,95 = 165 \text{ А.}$$

$$\text{для ВЛ №2: } I_p = I_{\max} = \frac{1318,5}{1,73 \cdot 10,5} \cdot 0,95 = 165 \text{ А.}$$

По условию выбора шкафов КРУ:

$$I_p = I_{\max} < I_{\text{НОМ}}, \quad (100)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток главных цепей шкафов КРУ, $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$;

$228,8 \text{ А} < I_{\text{НОМ}}$.

Выбираем один шкаф (для присоединения одной отходящей линии) серии К-63УЗ, с встроенными выключателями ВВ/TEL-10-20/630 и с трансформаторами тока типа ТДЗЛК-0,66 УТЗ.

Данные выключателя:

$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение;

$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ – номинальный ток;

$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 25 \text{ кА}$ – номинальный ток отключения;

$I_T = 25 \text{ кА}$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{П.Т}} = 3 \text{ с}$ – время протекания тока I_T ;

$t_{\text{СВ}} = 0,03 \text{ с}$ – собственное время отключения выключателя.

Выбор выключателя производим по следующим условиям:

– напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}, \quad (101)$$

– длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}.$$

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (102)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (103)$$

где $t_{\text{з min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (104)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (105)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (106)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (107)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (108)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

$$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ} < U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad (109)$$

$$I_{\max} = 165 \text{ A} < I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ A};$$

$$I_{\text{ПО}} = 1,191 < I_{\text{ОТКЛ. НОМ}} = 25 \text{ кА.}$$

$$W_{\text{к}} = 1,191^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 8,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$W_{\text{Н}} \approx 16\%$ при наименьшем времени от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасящих контактов:

$$\tau = t_{\text{СВ}} + t_{\text{РЗ}}, \quad (110)$$

где $t_{\text{СВ}} = 0,03 \text{ с}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{РЗ}} = 0,01 \text{ с}$ – время срабатывания релейной защиты;

$$\tau = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА.} \quad (111)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 1,191 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,0045 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}} = 0,0045 \text{ кА} < \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}}{100};$$

$$i_{\text{ат}} = 0,0045 \text{ кА} < \frac{1,41 \cdot 16 \cdot 25}{100};$$

$$i_{\text{ат}} = 0,0045 \text{ кА} < 5,66 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ДИН}}, \quad (112)$$

где $I_{\text{ДИН}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;

$$18,1 \text{ кА} < 25 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяем по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_{ПТ}; \quad (113)$$

$$W_K \leq I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \quad (114)$$

$$t_{откл} = t_{св} + t_{рз}, \quad (115)$$

$$t_{откл} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с};$$

$T_A = 0,01 \text{ с}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$$W_K = 8,12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 25^2 \cdot (0,04 + 0,01);$$

$$W_K = 8,12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 31,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Предварительно выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА}. \quad (116)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА}.$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{пт0}$$

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} \text{ кА.} \quad (117)$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Чагоян сведены в следующей таблице.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 165 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 1,032 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт0} = 1,191 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{пт0}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,306 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 8,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

10.2.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также

для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (118)$$

– току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \quad (119)$$

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (120)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (121)$$

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (122)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет

действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{ноmA}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице.

Таблица 14 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

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	–

1	2		3	4	5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (123)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (124)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (125)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ Ом.} \quad (126)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}. \quad (127)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ Ом.} \quad (128)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом.}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10 - номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу.

Таблица 15 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=165 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=2,306$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу

Таблица 16 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=165 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{кА}$	$i_{\text{уд}}=2,306$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 17– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=165 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{кА}$	$i_{\text{уд}}=2,306$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

10.2.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3} \text{ В}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}; \quad (129)$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (130)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (131)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА.}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

10.3 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 21 – 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 -4000/35	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	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ.} \quad (132)$$

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

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

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Выбор системы оперативного тока

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

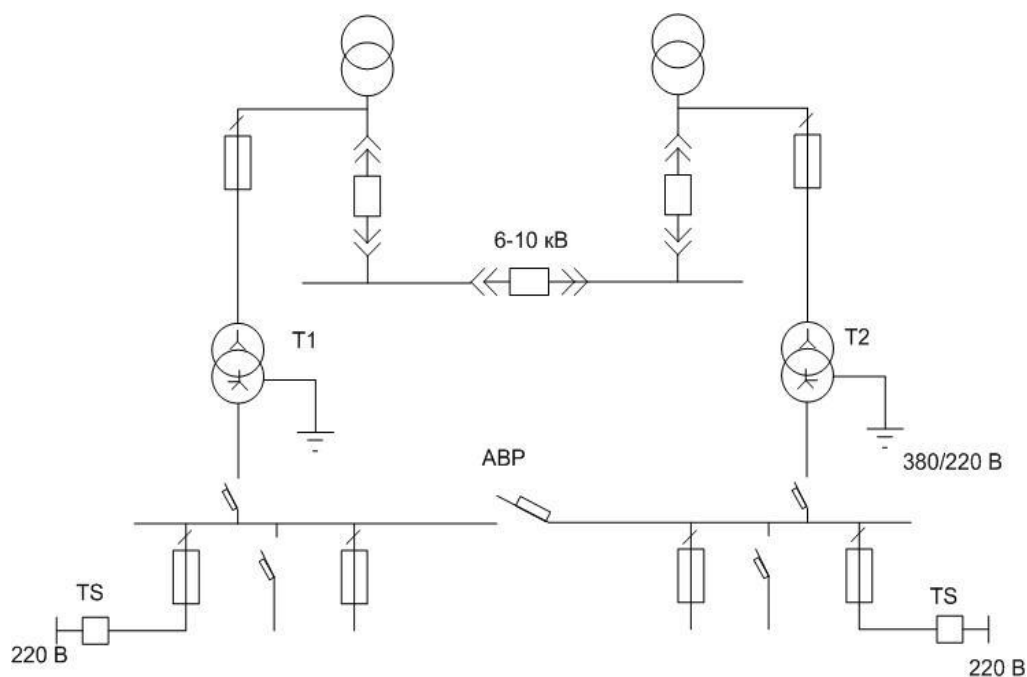


Рисунок 9 - Схема питания оперативных цепей переменного тока

11.2 Расчёт релейной защиты трансформаторов

Для трансформаторов напряжением выше 10 кВ предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при:

повреждениях внутри баков маслонеполненных трансформаторов (газовое реле, реагирующие на образование газов внутри трансформатора, работает как на сигнал, так и на отключение);

многофазных замыканиях на выводах и в обмотках, витковых замыканиях в обмотках, однофазных замыканиях на землю (дифференциальная защита) понижении уровня масла

Исходные данные:

$$U_{BH} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{HH} = 10 \text{ кВ};$$

$$S_T = 4000 \text{ кВА};$$

Защита от многофазных К.З. трансформаторе и на его выводах.

Защита выполняется на базе реле типа ДЗТ-11.

1. Для напряжения 35 кВ:

Первичный номинальный ток:

$$I_{BH} = \frac{S_{Hm}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (133)$$

$$I_{BH} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104,1 \text{ А.}$$

Трансформатор тока $K_{TT} = 200/5$ - схема соединения трансформаторов тока Δ ;

Вторичный номинальный ток в плечах защиты:

$$I_{BH2} = \frac{I_{BH} \cdot \sqrt{3}}{K_{TT}}, \quad (134)$$

$$I_{ВН2} = \frac{104,1 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 4,5 \text{ А.}$$

2. Для напряжения 10 кВ:

Первичный номинальный ток:

$$I_{ВН2} = \frac{104,1 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 4,5 \text{ А.}$$

$$I_{НН} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (135)$$

$$I_{НН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,9 \text{ А.}$$

Трансформаторы тока $K_{ТТ} = 600/5$ - схема соединения трансформаторов тока неполная Y;

Вторичный номинальный ток в плечах защиты:

$$I_{НН2} = \frac{I_{НН}}{K_{тт}},$$

$$I_{НН2} = \frac{577,9}{600/5} = 4,8 \text{ А.}$$

3. Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{ВН},$$

$$I_{сз} = 1,5 \cdot 103,1 = 154,7 \text{ А.}$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности.

4. Ток срабатывания реле на не основной стороне:

$$I_{ср.не\ осн.} = \frac{I_{сз} \cdot \sqrt{3}}{K_{тт}}, \quad (136)$$

$$I_{ср.не\ осн.} = \frac{154,7 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 6,7 \text{ А.}$$

5. Число витков обмотки не основной стороны:

$$W_{\text{не осн.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.неосн}}}, \quad (137)$$

$$W_{\text{не осн.}} = \frac{100}{6,7} = 14,9 \text{ ВИТКОВ.}$$

Принимаем $W_{\text{неосн.}} = 16$ витков

где $F_{\text{ср}} = 100$ А – магнитодвижущая сила срабатывания реле при отсутствии торможения [7].

6. Ток срабатывания реле на не основной стороне при $W_{\text{не осн.}}$:

$$I_{\text{ср.не осн.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{неосн.}}}. \quad (138)$$

$$I_{\text{ср.не осн.}} = \frac{100}{16} = 6,3 \text{ А.}$$

7. Число витков обмотки основной стороны:

$$W_{\text{осн.}} = W_{\text{неосн.}} \cdot \frac{I_{\text{ВН2}}}{I_{\text{НН2}}}. \quad (139)$$

$$W_{\text{осн.}} = 16 \cdot \frac{4,5}{4,8} = 15 \text{ ВИТКОВ.}$$

Принимаем $W_{\text{осн.}} = 15$ витков

8. Первичный расчетный ток небаланса для определения витков тормозной обмотки:

$$I_{\text{нб}} = \left(\varepsilon + U_{\text{рпн\%+}} \left| \frac{W_{\text{осн.расч}} - W_{\text{осн}}}{W_{\text{осн.расч}}} \right| \right) \cdot I_{\text{к}}, \quad (140)$$

где $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение тока намагничивания

$U_{\text{рпн\%}} = 0,16$ – половина суммарного диапазона регулирования под напряжением

$I_k = 323,2$ А – периодическая составляющая при внешнем коротком замыкании, приведенная к напряжению обмотки высшего напряжения

$$I_{нб} = (0,1 + 0,16 + \left| \frac{15,1-15}{15,1} \right|) \cdot 323,2 = 86,2 \text{ А.}$$

9. Число витков тормозной обмотки:

$$W_{\text{тор.}} = \frac{I_{нб} \cdot K_n \cdot W_{\text{осн.расч}}}{I_k \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (141)$$

$$W_{\text{тор.}} = \frac{86,2 \cdot 1,5 \cdot 15,1}{323,2 \cdot 0,75} = 8,1 \text{ витка.}$$

Принимаем ближайшее большее $W_{\text{тор.}} = 8$ витков

где, $\text{tg}\alpha = 0,75$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной тормозной характеристики.

10. Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot I_k}{I_{\text{сз}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (142)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot 323,2}{154,7 \cdot \sqrt{3}} = 1,81.$$

$K_{\text{ч}} \geq 1,5$ – условие ПУЭ выполняется.

Максимальная токовая защита трансформаторов.

Дополнительно к дифференциальной защите устанавливается действующая на отключение с выдержкой времени максимальная токовая защита, выполненная на реле тока типа РТ-40 и реле времени типа ЭВ-100.

Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты выбирается с учетом отстройки от номинального тока, в зависимости от тока срабатывания защиты:

1. Для стороны напряжения 35 кВ:

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{CM3} \cdot I_{BH}}{K_B} \cdot 1,3, \quad (143)$$

$$I_{C.3} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 165}{0,85} \cdot 1,3 = 199 \text{ A},$$

где $K_H = 1,25$ – коэффициент надежности для реле РТ-40, при действии защиты на отключение [5].

$K_B = 0,85$ – коэффициент возврата реле РТ-40 [5].

$K_{CM3} = 1$ – коэффициент самозапуска [5].

1,3 – коэффициент, учитывающий возможную перегрузку при аварии

$$I_{CP} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C3}}{K_{TT}}, \quad (144)$$

$$I_{CP} = \frac{1 \cdot 199}{200/5} = 4,98 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

По току срабатывания выбирается тип реле:

Выбираем реле РТ – 40/20 [7]

Ток срабатывания реле: $I_{CP} = 5 \dots 20 \text{ A}$

Уставка срабатывания реле 4,98 А (обмотки соединены параллельно).

$$K_{\chi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot I_{C3}} \quad (145)$$

$$K_{\chi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,205}{2 \cdot 199} = 43,08$$

Выбираем реле ЭВ – 134 [7]

Пределы уставок: $t = 0,5 \dots 9 \text{ с}$

Уставка по выдержке времени 1 с.

Коэффициент чувствительности:

$K_{\chi} \geq 1,5$ – условие ПУЭ выполняется.

2. Для стороны напряжения 10 кВ:

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{CM3} \cdot I_{HH}}{K_B} \cdot 1,3. \quad (146)$$

$$I_{C.3} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 165}{0,85} \cdot 1,3 = 315 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C3}}{K_{TT}}; \quad (147)$$

$$I_{CP} = \frac{1 \cdot 315}{200/5} = 7,87 \text{ A.}$$

По току срабатывания выбирается тип реле:

Выбираем реле РТ – 40/10 [7]

Ток срабатывания реле: $I_{CP} = 2,5 \dots 10 \text{ A}$

Уставка срабатывания реле 9,2 А (обмотки соединены параллельно).

Выбираем реле ЭВ – 134 [5]

Пределы уставок: $t = 0,5 \dots 9 \text{ с}$

Уставка по выдержке времени 0,5 с.

Коэффициент чувствительности: $K_{ч} \geq 1,5$ – условие ПУЭ выполняется.

Газовая защита

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Основана на использовании явлений газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях. Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_T \leq 6300$ кВА. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих подстанциях практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

11.3 Устройства 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. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

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.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

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

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- в схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Автоматическое включение резервного питания

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 автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

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.

11.4 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]:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (161)$$

где L - суммарная длина воздушных линий;

m – число проводов в фазе.

Суммарная длина всех фидеров от ПС Чагоян составляет 8,75 км.

$$I_c = 2,7 \cdot 6 \cdot 8,75 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,425 .$$

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

12 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Городская. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

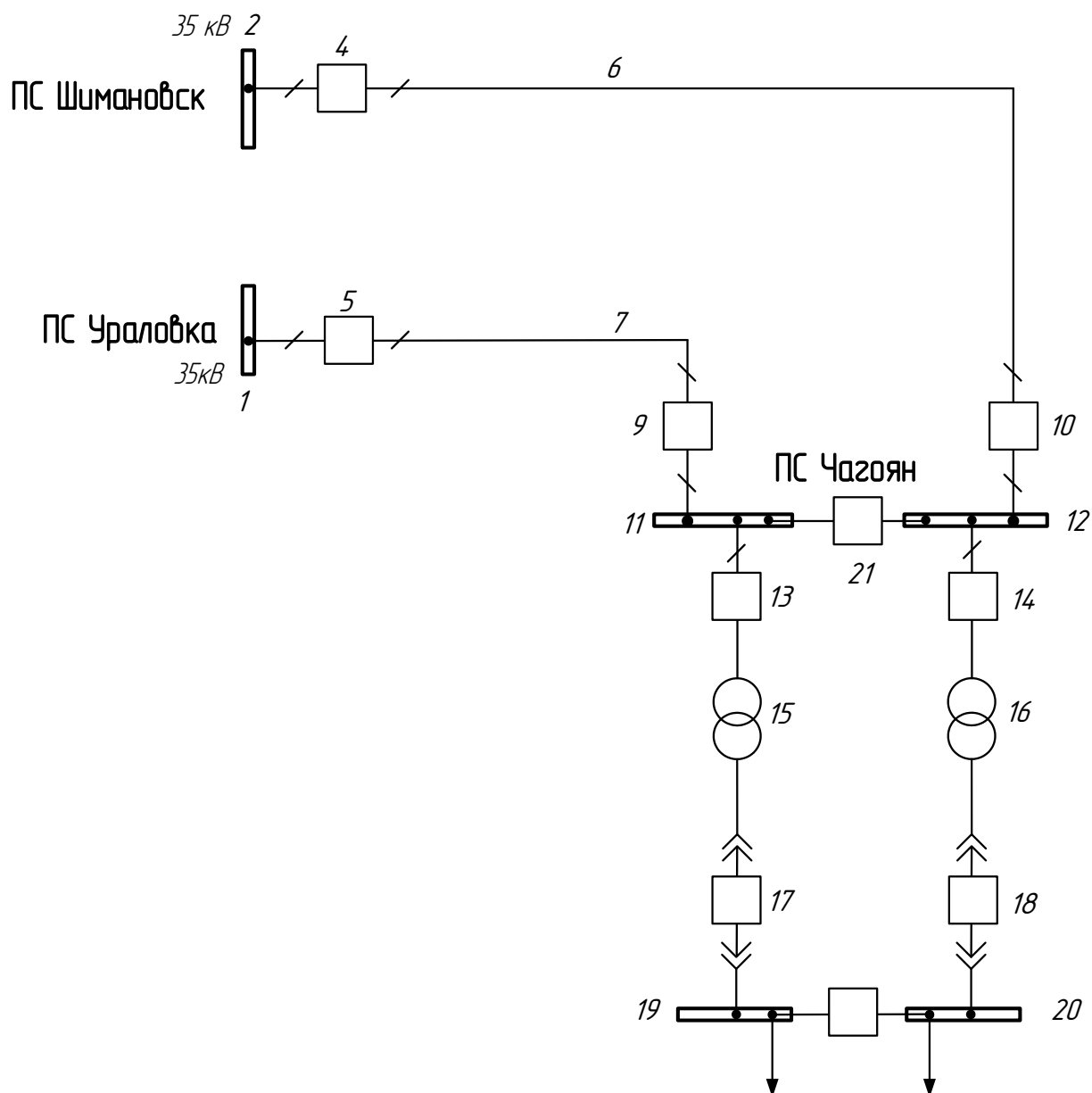


Рисунок 10 – Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [27, с.268]:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 22 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	T_v , ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Ураловка - Чагоян	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Шимановск - Чагоян	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 35 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 10 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ТМН-4000/35	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель вакуумный 35 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель вакуумный 10 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 35 кВ $\alpha_{кз} = 0,012$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз} = 0,027$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 35 кВ $\alpha_{\dot{i}} = 0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{\dot{i}} = 0,002$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

Расчёт надёжности приведён в Приложении Е.

13 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

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.

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки,

Заземляющее устройство подстанции 35 кВ подстанции «Чагоян» должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

13.1 Расчет стационарного и импульсного сопротивлений

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5). \quad (162)$$

$$S = (24 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30 + 2 \cdot 1,5) = 891 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 12$ мм ;

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \text{ мм}^2. \quad (163)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 6^2 = 113,1 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (164)$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{5000^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 24,34 \text{ мм}^2,$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (165)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,19 \cdot (10 + 0,19) = 6,07 \text{ мм}^2,$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0. \quad (166)$$

$$S_{CP} = 0,19.$$

$T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (167)$$

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (168)$$

$$F_{M.П.} = 113,1 \geq F_{\min} = 30,41 \text{ мм}^2;$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

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.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{II-II}} \text{ м}; \quad (169)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 891}{6} = 297 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (170)$$

$$m = \frac{297}{2 \cdot \sqrt{891}} - 1 = 3,97;$$

Принимаем: $m = 4$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 7,5 \text{ м};$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40.$$

$$1,25 \leq 7,5 \leq 40.$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м}; \quad (171)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{891} (4 + 1) = 298,5 \text{ м};$$

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами.

$$a = 2 \cdot l_B \text{ м}. \quad (172)$$

$$a = 2 \cdot 6 = 12 \text{ м}.$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (173)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{891}}{12} = 9,95;$$

Принимаем: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (174)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, определяем стр. 181 /1/.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м}; \quad (175)$$

$$h_3 = 0 \div 2,9 \text{ м}; \quad (176)$$

Принимаем:

$$h_3 = 0,5 \text{ м}.$$

$$\rho_{\text{ЭК}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\kappa}, \quad (177)$$

$$\rho_{\text{ЭК}} = 30 \cdot \left(\frac{20}{30} \right)^{0,303} = 26,5.$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_6} \right), \quad (178)$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(0,5 + 0,272 \ln \frac{7,5\sqrt{2}}{5} \right) = 0,303,$$

где A_{\min} - коэффициент подобия, принимается по таблице на стр. 48 (2) и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{891}} = 0,05;$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,38$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭК}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (179)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{891}}{(26,5 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,11;$$

$$R = \rho_{\text{ЭК}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) \text{ Ом}. \quad (180)$$

$$R = 26,5 \cdot \left(\frac{0,38}{\sqrt{891}} + \frac{1}{298,5 + 10 \cdot 5} \right) = 0,412 \text{ Ом.}$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом;}$$

$$R_u = 0,412 \cdot 1,11 = 0,458 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

По расчетам видно, что импульсное сопротивление по условию проходит.

13.2 Расчет молниезащиты

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции «Чагоян» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами установленными на отдельно стоящих конструкциях

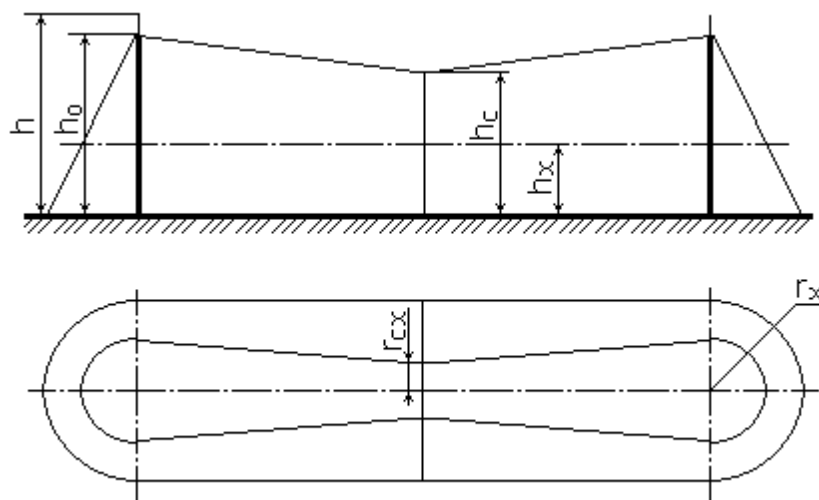


Рисунок 11 - Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рисунке.

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (181)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (182)$$

$$h_c = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h). \quad (183)$$

$$r_x = r_{co} \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right), \quad (184)$$

где $h_{эф}$ – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м,

h – фактическая высота молниеотвода, м,

r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м,

h_c – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м,

L – расстояние между молниеотводами, м,

r_x — радиус зоны защиты на высоте h_x ,

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{сх} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Расчет по формулам (81–84) производится для защиты объектов подстанции, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

8 м для порталов 35 кВ,

6 м для остального оборудования.

Находим зону защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов на высоте шинного портала. Принимаем высоту молниеотвода $h = 15$ м. При $h \leq 150$ м: Высота зоны защиты:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 15 = 12,5 \text{ м};$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 15) 15 = 16,1 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта: $h_i = 8$ м;

Расстояние между молниеотводами: $L = 25$ м;

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{сх} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (25 - 15) = 11 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте шинного портала:

$$r_{сх1} = 16,1 \cdot \left(\frac{11 - 8}{11} \right) = 4,4 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте оборудования

$$r_{сх2} = 16,1 \cdot \left(\frac{11 - 6}{11} \right) = 7,3 \text{ м}.$$

Таблица 23 – Расчет молниезащиты ПС

Молниеотвод	$h, \text{ м}$	$h_{эф}, \text{ м}$	$r_{x1}, \text{ м}$	$h_{c1}, \text{ м}$	$r_{x2}, \text{ м}$	$h_{c2}, \text{ м}$	$L_{1-2}, \text{ м}$
1	15	12,5	4,4	8	7,36	6	25
2	15	12,5	4,4	8	7,3	6	
3	15	12,5	4,4	8	7,3	6	
4	15	12,5	4,4	8	7,3	6	

13.3 Расчет заземляющего устройства для КТП

Расчёт заземляющего устройства для КТП приведён в Приложении Ж.

13.4 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы 35 кВ и выше должны защищаться ОПН от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН – 35/88 – 10(II)УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ.

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН КР/TEL – 10 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ.

Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования.

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (185)$$

где $U_{п.и}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{п.и}=140$ [1, с.278];

$U_{ном}$ – действующее значение линейного номинального напряжения.

$$U_{доп} = 1,1 \cdot (140 - 0,5 \cdot 35) = 134,7 \text{ кВ.}$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{доп} = U_{ост} + \frac{2 \cdot a_{доп} \cdot l}{300}, \quad (186)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{ост}=105$;

l – расстояние от ОПН до трансформатора, $l=9$ м.

$$a_{доп} = \frac{300 \cdot (U_{доп} - U_{ост})}{2 \cdot l} \text{ кВ/мкс.} \quad (187)$$

$$a_{доп} = \frac{300 \cdot (134,7 - 105)}{2 \cdot 9} = 495 \text{ кВ/мкс.}$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{з.п} = \frac{U_{50\%}}{a_{доп} \cdot \Delta\tau}, \quad (188)$$

где $\Delta\tau$ – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{пр.ср}} \right) \cdot \frac{1}{k}, \quad (189)$$

где $h_{пр.ср}$ – средняя высота подвеса провода.

Согласно произведенным выше вычислениям

$$h_{\text{пр.ср}} = 19,97 \text{ м};$$

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ,
 $\Delta\tau=1$ при одном проводе в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{1000}{495 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.}$$

14 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧС

На нынешнем этапе развития научно-технического прогресса человек вносит существенные изменения в естественное магнитное поле, придавая геофизическим факторам новые направления и резко повышая интенсивность своего воздействия. Основные источники этого воздействия – электромагнитные поля от линий электропередачи (ЛЭП) и электромагнитные поля от радиотелевизионных и радиолокационных станций. Законом РФ об охране окружающей природной среды предусмотрены меры по предупреждению и устранению вредных физических воздействий, включая и электромагнитные поля.

В работе производится реконструкция подстанции Чагоян на напряжение 35 кВ для обеспечения электроснабжения Чагоянского бетонного завода. К подстанции Чагоян подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах - линиях 35 кВ и подстанции 35 кВ Чагоян

14.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции 35/10 Чагоян - 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 кВ Чагоян 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;

8) в электроустановках напряжением 35 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производится дистанционно отделителем, включение - 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 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С. 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 "Чагоян" 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.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 35 кВ имеет два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях: при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя; на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей; для защиты от наведенного напряжения;

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м (с учетом требований 4.2.57 и 4.2.58), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки имеют отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя

кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м, а в ЗРУ - на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и являются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние не менее 0,5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра. Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Поскольку в проектируемом ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа обеспечивает удобство перемещения и разворота выкатных тележек. При однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении - длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ, его ширина составляет не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м, при длине более 60 м - два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ открываются наружу и имеют samozапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ [4].

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.

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, маслосборные 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 маслосборник.

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 ПС Чагоян

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС 35 кВ Чагоян для маслonaполненного трансформатора ТМН – 4000/35 мощностью 4 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН – 4000/35

Масса трансформаторного масла – $M_{\text{тр}}=3980$ кг

Высота трансформатора – $H=3,8$ м

Длина трансформатора – $A=4,02$ м

Ширина трансформатора – $B=3,35$ 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 – $\rho_{\text{тм}}=850$ кг/м³

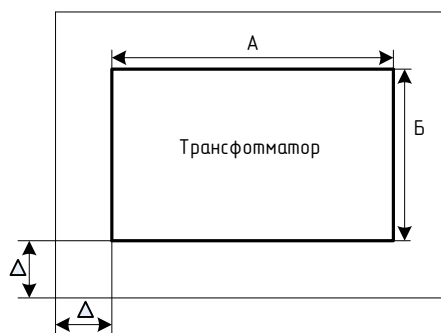


Рисунок 12 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м^3 :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (190)$$

$$V_{TM} = \frac{3980}{850} = 4,68.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (191)$$

$$S_{BT} = (4,02 + 3,35) \cdot 3,8 = 28,006.$$

Площадь маслоприемника, м^2

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (192)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (4,02 + 2 \cdot 1) \cdot (3,35 + 2 \cdot 1) = 32,207 \text{ м}^2.$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м^3

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (193)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (32,207 + 28,006) = 21,67.$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (194)$$

$$h_{\text{мп+воды}} = \frac{4,68 + 0,8 \cdot 21,67}{32,207} = 0,68.$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{мп+воды}} + h_z, \quad (195)$$

высота слоя гравия h_a составляет 0,25 м

$$h_{\text{МП}} = 0,68 + 0,25 + 0,05 = 0,98.$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

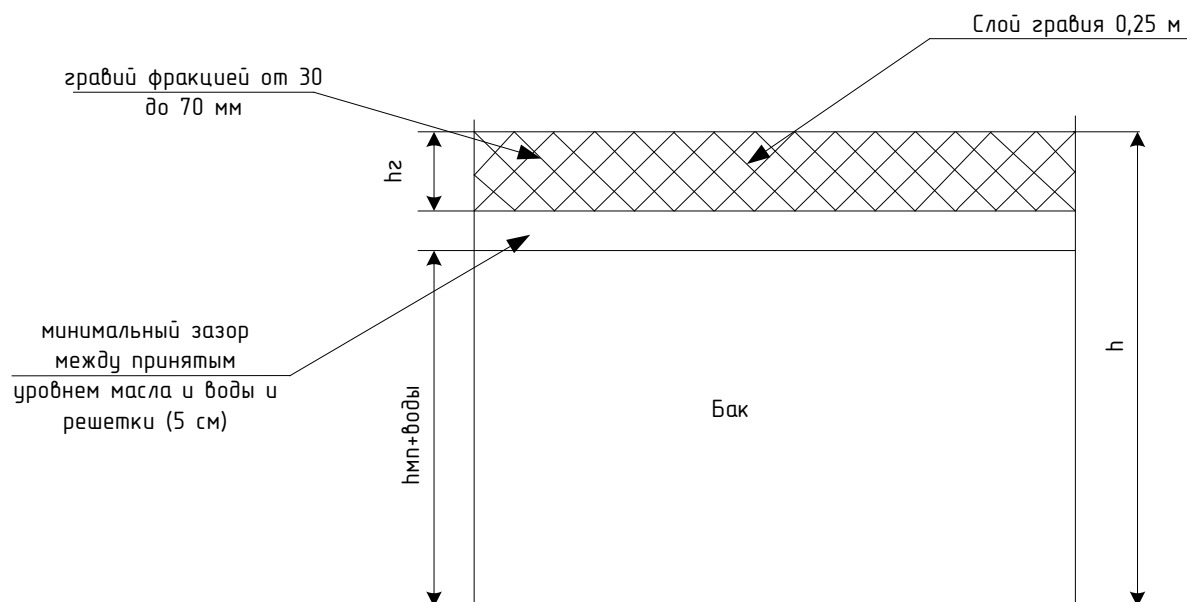


Рисунок 13 - Устройство маслоприемника

14.3 Чрезвычайные ситуации

В части работы, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ 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 маслоборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным 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.

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.

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.

6 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.

7 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

8 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

9 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

10 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.

11 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.

12 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

13 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.).

14 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 ПС “Чагоян”

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. 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-10 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-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 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.

15 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ, УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

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 [10].

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект

оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам [19].

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);
- пульта управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Современные SCADA-системы имеют схожие возможности и принципы функционирования, которые позволяют решить типовые задачи, такие как: диспетчерский мониторинг и сбор данных о протекании технологического процесса, управление при наличии четких алгоритмов и полной формализованной модели объекта управления. Однако, в случае, когда объектом мониторинга и управления является сложная динамическая многопараметрическая система, средств, предоставляемых традиционными

SCADA-системами, становится недостаточно.

Необходимость в дальнейшем развитии SCADA-систем при управлении сложными техническими объектами и процессами обуславливается непрерывным возрастанием сложности управляемых объектов и процессов с одновременным сокращением времени, отводимого лицам оперативно-диспетчерского персонала на анализ проблемной ситуации, идентификацию возникшего отклонения от нормального (штатного) режима функционирования объекта, поиск возможных корректирующих решений по воздействию на объект, прогнозирование ситуаций, оценку последствий принимаемых решений и, наконец, выдачу команд на отработку необходимых управляющих воздействий.

Учёт электрической энергии

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 [30].

В связи с образованием новых границ точек поставки электроэнергии наблюдается рост коммерческих потерь, обусловленных плохой организацией учета электроэнергии, морально устаревшим парком средств учета электроэнергии, в новых границах поставки. При отсутствии хищений появляются значительные небалансы электроэнергии по всем структурам рынка электроэнергии. Сложившаяся ситуация только способствует

хищениям электроэнергии, так как не позволяет эффективно с ними бороться.

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 не автоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов [30].

Основные проблемы учета электроэнергии:

- значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;
- отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;

- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была разработана схема электроснабжения бетонного завода Чагоянского месторождения в Амурской области от существующей подстанции Чагоян 35/10 кВ. В работе дана характеристика электроприёмников бетонного завода и произведен анализ существующей системы электроснабжения от ПС Чагоян. Произведён расчёт электрических нагрузок проектируемого бетонного завода. Произведён расчёт загрузки трансформаторов на выбранных ТП и выбраны трансформаторы на ПС Чагоян. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования на подстанции Чагоян после подключения нового потребителя – бетонного завода Чагоянского месторождения.

Для подключения нового потребителя – бетонного завода произведена реконструкция подстанции Чагоян с заменых силовых трансформаторов и выбором оборудования.

Произведён расчёт молниезащиты реконструируемой подстанции Чагоян. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности. Реконструкция подстанции произведена с учётом обеспечения требуемой надёжности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, 45 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем, 61 с.
- 4 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260 с.: ил.
- 5 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.
- 6 К: / СЭСП / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования, 25 с.
- 7 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интернет Инжиниринг».2006. – 672 с.: ил.
- 8 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003, 404 с.
- 9 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.
- 10 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
- 11 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, 35 с.
- 12 Правила устройства электроустановок, 903 с.
- 13 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети,

оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», 61 с.

14 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013, 110 с.

15 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, 47 с.

16 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009, 7 с.

17 Правила устройства электроустановок-10-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.

18 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

19 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001, 29 с.

20 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий, 34 с.

21 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

22 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2002. – 353 с.

23 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.– 448 с.

24 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258 с.

25 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, 77 с.

26 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

27 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320 с.

28 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М. :Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210 с.

29 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.

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.

Координаты центров нагрузки электроприемников

№ п/п	Наименование цеха	Расчетная мощность P_p , кВт	Координаты центра нагрузки		Радиус окружности картограммы r , см	Угол осветительной нагрузки α , градус
			X, м	Y, м		
1	2	3	4	5	6	7
1	Административный корпус	19	43,5	29,5	1,1	173
2	Мех. мастерские	60,5	44	23,6	2,0	46
3	Компрессорная	178,4	61,8	20,5	3,4	2
4	Насосная	58,8	13,7	16,5	1,9	2
5	Столовая	31,3	33	5,5	1,4	96
6	Лаборатория	10,8	28,8	8,8	0,8	98
7	Диспетчерская	5,8	28,7	14,2	0,6	154
8	Бытовые помещения	7,4	32,5	24,3	0,7	196
9	Склад	25,6	32	29,2	1,3	24
10	БСУ	669,8	47,3	13,5	6,5	19
11	Хим. лаборатория	8,7	50	24	0,8	103
	Сортировка (БСУ)					
12	Конвейер сортировки	186	59,5	36,5	3,4	1
13	Бункер приемный	42,9	59,5	33,6	1,7	1
14	Грохот	115,3	69,5	39,9	2,7	4

Продолжение приложения А

15	Конвейер подачи	39	69,5	41,0	1,6	1
16	Бункер подачи гравия	10,7	69,5	48,5	0,8	1
17	Бытовые помещения	4,9	58,2	45,8	0,6	196
18	Пульт управления	7,1	62,5	45,8	0,7	172
19	Мех. мастерские	30,2	58,2	48,8	1,4	63
20	СБ-145	135,8	30	40,5	2,9	19
	Сортировка (СБ-145)					
21	Конвейер подачи	112,5	17,5	40,8	2,7	1
22	Бункер приемный	21,4	17,5	41	1,2	1
23	Дробилка	71,2	17,5	47,5	2,1	4
24	Грохот	102,4	17,5	47,5	2,6	4
25	Пульт управления	7,1	26,5	49,5	0,7	172
26	Мех. мастерские	30,2	27,6	51,8	1,4	63
27	Бытовые помещения	7,1	25,3	51,8	0,7	196

Выбор высоковольтных кабелей 10 кВ

№ п/п	Электроприемник	I_p , А	Марка кабеля сечение	$I_{дд}$, А
1	ПС – ВЛ 1	202	ААШв (3×95) мм ²	255
2	ПС – ВЛ 2	130	ААШв (3×95) мм ²	255
3	ПС – КТП №1, №4	202	СИП-3 (3×50)мм ²	245
4	ПС – КТП №2, №3	130	СИП-3 (3×35)мм ²	200
5	ВЛ 1 – КТП №1	54,9	ААШв (3×50) мм ²	110
6	ВЛ 2 – КТП №2	54,9	ААШв (3×50) мм ²	110
7	ВЛ 2 – КТП №3	98,3	ААШв (3×70) мм ²	140
8	ВЛ 1 – КТП №3	98,3	ААШв (3×70) мм ²	140
9	ВЛ 1 – КТП №4	54,9	ААШв (3×50) мм ²	110

Выбор высоковольтных кабелей 0,4 кВ

№ n/ n	Электроприемник	I _p , А	Марка кабеля	I _{ном} , А
1	2	3	4	5
1	Административный корпус	44,6	ААШВ (3×16+1×16)	60
2	Мех. мастерские	196,9	ААШВ 2(3×25+1×25)	230
3	Компрессорная	4×139,3	ААШВ 4(3×35+1×25)	140
4	Насосная	219	ААШВ (3×95+1×70)	255
5	Столовая	78	ААШВ (3×16+1×16)	90
6	Лаборатория	26	ААШВ (3×6+1×6)	32
7	Диспетчерская	22,2	ААШВ (3×6+1×6)	32
8	Бытовые помещения	22,4	ААШВ (3×6+1×6)	32
9	Склад	59,4	ААШВ (3×16+1×16)	60
10	БСУ			
	Виброустановка (бункер приемный)	8×40,9	ААШВ 8(3×10+1×10)	8×42
	Бетономешалка	8×83,6	ААШВ 8 (3×35+1×25)	8×90
	Виброустановка (бетономешалка)	16×40,9	ААШВ 16(3×10+1×10)	16×42
	Конвейер	2×130	ААШВ 2(3×70+1×35)	2×140
	Кран балка	4×35,3	ААШВ 4(3×10+1×10)	4×42
11	Хим. лаборатория	18,6	ААШВ (3×4+1×4)	27
	Сортировка (БСУ)			
12	Конвейер сортировки №1-9	9×65	ААШВ 9(3×25+1×25)	9×75
13	Бункер приемный №1-8	4×40,9	ААШВ 8 (3×10+1×10)	8×42
14	Грохот №1-4	4×83,6	ААШВ 2(3×50+1×25)	2×175

Продолжение приложения В

	Кран балка	35,3	ААШВ (3×10+1×10)	42
15	Конвейер подачи №1-2	2×65	ААШВ (3×35+1×25)	140
16	Бункер подачи гравия	2×40,9	ААШВ 2(3×10+1×10)	2×42
17	Бытовые помещения	14,9	ААШВ (3×4+1×4)	27
18	Пульт управления	14,9	ААШВ (3×4+1×4)	27
19	Мех. мастерские	98,4	ААШВ (3×25+1×25)	115
20	СБ-145			
	Конвейер подачи	2×65	ААШВ 2(3×25+1×25)	2×75
	Виброустановка (бункер приемный)	4×40,9	ААШВ 4(3×10+1×10)	4×42
	Бетономешалка	2×65	ААШВ 2(3×25+1×25)	2×75
	Кран-балка	35,3	ААШВ (3×10+1×10)	42
	Сортировка (СБ-145)			
21	Конвейер подачи №1-4	4×65	ААШВ 4(3×25+1×25)	4×75
22	Бункер приемный №1-4	4×40,9	ААШВ 4(3×10+1×10)	4×42
23	Дробилка №1-3	5×46,4	ААШВ 5(3×16+1×16)	5×60
24	Грохот №1-3	5×46,4	ААШВ 5(3×16+1×16)	5×60
25	Кран балка	35,3	ААШВ (3×10+1×10)	42
26	Пульт управления	14,9	ААШВ (3×4+1×4)	27
27	Мех. мастерские	98,4	ААШВ (3×25+1×25)	115
28	Бытовые помещения	14,9	ААШВ (3×4+1×4)	27

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Рассчитаем ток КЗ на электроприемнике наиболее отдаленном от КТП №4 (электродвигатель конвейера №1 сортировки БСУ).

Определяем полное, активное и индуктивное сопротивления двух обмоточного трансформатора ТМ – 630/10, $\Delta P_k = 8,5$ кВт, $U_k = 5,5\%$:

Определяем активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \cdot 10^6,$$

где ΔP_k – потери КЗ, кВт;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$$r_T = \frac{8,5 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,42 \text{ мОм.}$$

Определяем полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}},$$

где u_k – напряжение КЗ, %;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В;

$S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 4000} = 0,014 \text{ Ом} = 14 \text{ мОм.}$$

Определяем индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2},$$

где z_T – полное сопротивление трансформатора, мОм;

r_T – активное сопротивление трансформатора, мОм;

$$X_T = \sqrt{14^2 - 3,42^2} = 13,58 \text{ мОм.}$$

Определяем полное сопротивление алюминиевого распределительного шинпровода $100 \times 8 \text{ мм}^2$:

$$X_{Ш} = l \cdot x_{0Ш};$$

$$r_{Ш} = l \cdot r_{0Ш},$$

где $x_{0Ш}$ – индуктивное сопротивление алюминиевого распределительного шинпровода $100 \times 8 \text{ мм}^2$, мОм/м;

$r_{0Ш}$ – активное сопротивление алюминиевого распределительного шинпровода $100 \times 8 \text{ мм}^2$, мОм/м;

$$x_{0Ш} = 0,157 \text{ мОм/м};$$

$$r_{0Ш} = 0,042 \text{ мОм/м}$$

l – длина шинпровода, м;

$$X_{Ш} = 1,5 \cdot 0,157 = 0,24 \text{ мОм.}$$

$$r_{0Ш} = 1,5 \cdot 0,042 = 0,06 \text{ мОм.}$$

$$Z_{Ш} = \sqrt{x_{Ш}^2 + r_{Ш}^2}$$

$$Z_{Ш} = \sqrt{0,24^2 + 0,06^2} = 0,25 \text{ мОм}$$

Значения сопротивлений автоматического выключателя:

$$r_a = 0,55 \text{ мОм};$$

$$x_a = 0,08 \text{ мОм.}$$

$$Z_a = \sqrt{x_a^2 + r_a^2} = \sqrt{0,08^2 + 0,55^2} = 0,56 \text{ мОм}$$

Определяем полное сопротивление кабельной линии 0,4 кВ:

Вычисления производим по формуле, указанной выше;

$$x_{01} = 0,082 \text{ Ом/км},$$

$$r_{01} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$l_1 = 36 \text{ м};$$

$$x_1 = 0,082 \cdot 0,036 = 0,003 \text{ Ом};$$

$$r_1 = 0,429 \cdot 0,036 = 0,015 \text{ Ом};$$

$$Z_1 = \sqrt{x_1^2 + r_1^2} + Z_A$$

$$Z_1 = \sqrt{0,003^2 + 0,015^2} + 0,0006 = 0,016 \text{ Ом}$$

$$x_{02} = 0,082 \text{ Ом/км},$$

$$r_{02} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$l_2 = 10 \text{ м};$$

$$x_2 = 0,082 \cdot 0,010 = 0,00082 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,429 \cdot 0,010 = 0,0043 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = \sqrt{x_2^2 + r_2^2} + Z_A$$

$$Z_2 = \sqrt{0,00082^2 + 0,0043^2} + 0,0006 = 0,005 \text{ Ом}$$

$$x_{03} = 0,082 \text{ Ом/км},$$

$$r_{03} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$l_3 = 20 \text{ м};$$

$$r_3 = 0,429 \cdot 0,020 = 0,0086 \text{ Ом};$$

$$Z_3 = \sqrt{x_3^2 + r_3^2} + Z_A$$

$$Z_3 = \sqrt{0,00164^2 + 0,0086^2} + 0,0006 = 0,009 \text{ Ом}$$

$$x_{04} = 0,085 \text{ Ом/км},$$

$$r_{04} = 0,592 \text{ Ом/км},$$

$$l_4 = 12 \text{ м};$$

$$x_4 = 0,085 \cdot 0,012 = 0,00102 \text{ Ом};$$

$$r_4 = 0,592 \cdot 0,012 = 0,0072 \text{ Ом};$$

$$Z_4 = \sqrt{x_4^2 + r_4^2} + Z_A$$

$$Z_4 = \sqrt{0,00102^2 + 0,0072^2} + 0,0006 = 0,0072 \text{ Ом}$$

$$x_{05} = 0,085 \text{ Ом/км},$$

$$r_{05} = 0,592 \text{ Ом/км},$$

$$l_5 = 8 \text{ м};$$

$$x_5 = 0,085 \cdot 0,008 = 0,00068 \text{ Ом};$$

$$r_5 = 0,592 \cdot 0,008 = 0,00474 \text{ Ом};$$

$$Z_5 = \sqrt{x_5^2 + r_5^2} + Z_A$$

$$Z_5 = \sqrt{0,00102^2 + 0,0072^2} + 0,0006 = 0,0054 \text{ Ом}$$

$$x_{06} = 0,082 \text{ Ом/км},$$

$$r_{06} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$l_6 = 10 \text{ м};$$

$$x_6 = 0,082 \cdot 0,008 = 0,00066 \text{ Ом};$$

$$r_6 = 0,429 \cdot 0,008 = 0,00343 \text{ Ом};$$

$$Z_6 = \sqrt{x_6^2 + r_6^2} + Z_A$$

$$Z_6 = \sqrt{0,00066^2 + 0,00343^2} + 0,0006 = 0,0041 \text{ Ом}$$

$$x_{07} = 0,085 \text{ Ом/км},$$

$$r_{07} = 0,592 \text{ Ом/км}$$

$$l_7 = 28 \text{ м};$$

$$x_7 = 0,085 \cdot 0,028 = 0,0024 \text{ Ом};$$

$$r_7 = 0,592 \cdot 0,028 = 0,017 \text{ Ом};$$

$$Z_7 = \sqrt{x_7^2 + r_7^2} + Z_A$$

$$Z_7 = \sqrt{0,0024^2 + 0,017^2} + 0,0006 = 0,0174 \text{ Ом}$$

$$x_{08} = 0,082 \text{ Ом/км},$$

$$r_{08} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$l_8 = 30 \text{ м};$$

$$x_8 = 0,082 \cdot 0,030 = 0,0025 \text{ Ом};$$

$$r_8 = 0,592 \cdot 0,030 = 0,018 \text{ Ом};$$

$$Z_8 = \sqrt{x_8^2 + r_8^2} + Z_A$$

$$Z_8 = \sqrt{0,0025^2 + 0,018^2} + 0,0006 = 0,019 \text{ Ом}$$

Значения сопротивлений трансформатора тока

$$r_{\text{ТТ}} = 0,14 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ТТ}} = 0,28 \text{ мОм}.$$

$$Z_{\text{ТТ}} = \sqrt{x_{\text{ТТ}}^2 + r_{\text{ТТ}}^2}$$

$$Z_{\text{ТТ}} = \sqrt{0,14^2 + 0,28^2} = 0,313 \text{ мОм}$$

Определяем трёх фазный ток КЗ в точке К-2:

$$I_{\text{К}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

где $U_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное напряжение сети, В;

Z_{Σ} – суммарное сопротивление элементов сети до точки КЗ, Ом;

$$Z_{\Sigma 1} = Z_{\text{T}} + Z_{\text{ТТ}} + Z_{\text{А}} + Z_{\text{Ш}} + Z_{\text{Э1}},$$

где Z_{T} – полное сопротивление трансформатора, мОм;

$Z_{\text{ТТ}}$ – полное сопротивление трансформатора тока, мОм;

$Z_{\text{А}}$ – полное сопротивление вводного автомата, мОм;

$Z_{\text{Ш}}$ – полное сопротивление алюминиевого распределительного шинопровода, мОм;

$Z_{\text{Э1}}$ – полное эквивалентное сопротивление, мОм;

$$\frac{1}{Z_{\text{Э1}}} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4} + \frac{1}{Z_5} + \frac{1}{Z_6} + \frac{1}{Z_7} + \frac{1}{Z_8},$$

где $Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_5, Z_6, Z_7, Z_8$ – полные сопротивления кабельных линий 0,4 кВ.

$$\frac{1}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1}{16} + \frac{1}{5} + \frac{1}{9} + \frac{1}{72} + \frac{1}{54} + \frac{1}{41} + \frac{1}{17,4} + \frac{1}{19},$$

$$Z_{\Sigma 1} = 1,85 \text{ мОм.}$$

$$Z_{\Sigma} = 14 + 0,313 + 0,56 + 0,25 + 1,85 = 16,97 \text{ мОм};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{1,73 \cdot 16,97} = 13,63 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_K^{(3)},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент для времени $t = 0,01$ с;

$$k_{уд} = 1,3;$$

$I_K^{(3)}$ – трёх фазный ток в точке КЗ, кА;

$$I_{уд} = 1,41 \cdot 1,3 \cdot 13,63 = 24,98 \text{ кА.}$$

Определяем одно фазный ток КЗ в точке К-2:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\Pi}},$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

Z_T – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, мОм;

Z_{Π} – полное сопротивление петли, фазный – нулевой, мОм;

$$Z_{\Pi} = l \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + (x_{0\phi} + x_{0N} + 2x')^2},$$

где l – кабеля, км;

$$l = 36 \text{ м};$$

$r_{0\phi}$ – активное сопротивление фазного провода, мОм;

$$r_{0\phi} = 429 \text{ мОм/км};$$

$x_{0\phi}$ – индуктивное сопротивление фазного провода, мОм;

$$x_{0\phi} = 82 \text{ мОм/км};$$

r_{0N} – активное сопротивление нулевого провода, мОм;

$$r_{0N} = 859 \text{ мОм/км};$$

x_{0N} – индуктивное сопротивление нулевого провода, мОм;

$$x_{0N} = 88 \text{ мОм/км};$$

x' – внешнее индуктивное сопротивление петли, мОм;

$$x' = 600 \text{ мОм/км};$$

$$Z_{\Pi 1} = 0,036 \cdot \sqrt{(429 + 859)^2 + (82 + 88 + 2 \cdot 600)^2} = 67,7 \text{ мОм} = 0,068 \text{ Ом}.$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,014}{3} + 0,068} = 3028 \text{ А} = 3,03 \text{ кА}$$

Определяем трёх фазный ток КЗ в точке К-3:

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{1,73 \cdot 20,26} = 11,41 \text{ кА}.$$

$$Z_{\Sigma 2} = Z_T + Z_{\text{ш}} + Z_{\text{л1}} + Z_{\text{л2}},$$

где Z_T – индуктивное сопротивление трансформатора, мОм;

$Z_{\text{ш}}$ – индуктивное сопротивление алюминиевого распределительного шинпровода, мОм;

$Z_{\text{л2}}$ – эквивалентное полное сопротивление, мОм;

$$\frac{1}{Z_{\Sigma 2}} = \frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}} + \frac{1}{Z_{11}},$$

где Z_9, Z_{10}, Z_{11} – индуктивные сопротивления кабельных линий 0,4 кВ.

$$x_{09} = 0,088 \text{ Ом/км},$$

$$r_{09} = 0,859 \text{ Ом/км},$$

$$l_9 = 8 \text{ м};$$

$$x_9 = 0,088 \cdot 0,008 = 0,000704 \text{ Ом};$$

$$r_9 = 0,859 \cdot 0,008 = 0,00687 \text{ Ом};$$

$$Z_9 = \sqrt{x_9^2 + r_9^2} + Z_A$$

$$Z_9 = \sqrt{0,000704^2 + 0,00687^2} + 0,0006 = 0,008 \text{ Ом}$$

$$x_{010} = 0,088 \text{ Ом/км},$$

$$r_{010} = 0,859 \text{ Ом/км},$$

$$l_{10} = 12 \text{ м};$$

$$x_{10} = 0,088 \cdot 0,012 = 0,0011 \text{ Ом};$$

$$r_{10} = 0,859 \cdot 0,012 = 0,01031 \text{ Ом};$$

$$Z_{10} = \sqrt{x_{10}^2 + r_{10}^2} + Z_A$$

$$Z_{10} = \sqrt{0,0011^2 + 0,01031^2} + 0,0006 = 0,011 \text{ Ом}$$

$$x_{011} = 0,088 \text{ Ом/км},$$

$$r_{011} = 0,859 \text{ Ом/км},$$

$$l_{11} = 18 \text{ м};$$

$$x_{11} = 0,088 \cdot 0,018 = 0,0016 \text{ Ом};$$

$$r_{11} = 0,859 \cdot 0,018 = 0,016 \text{ Ом};$$

$$Z_{11} = \sqrt{x_{11}^2 + r_{11}^2} + Z_A$$

$$Z_{11} = \sqrt{0,0016^2 + 0,016^2} + 0,0006 = 0,016 \text{ Ом}$$

$$\frac{1}{Z_{\Sigma 2}} = \frac{1}{8} + \frac{1}{12} + \frac{1}{16}$$

$$Z_{\Sigma 2} = 3,59 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = 14 + 0,817 + 1,85 + 3,59 = 20,26 \text{ мОм}.$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = 1,41 \cdot 1,3 \cdot 11,41 = 20,92 \text{ кА}.$$

Определяем одно фазный ток КЗ в точке К-3:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\Pi}},$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

Z_T – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, мОм;

Z_{Π} – полное сопротивление петли, фазный – нулевой, мОм;

$$Z_{\Pi} = Z_{\Pi 1} + Z_{\Pi 2},$$

$$Z_{\pi} = 0,068 + 0,044 = 0,112$$

$$Z_{\pi} = l \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + (x_{0\phi} + x_{0N} + 2x')^2},$$

где l – кабеля, км;

$$l = 36 \text{ м};$$

$r_{0\phi}$ – активное сопротивление фазного провода, мОм;

$$r_{0\phi} = 859 \text{ мОм/км};$$

$x_{0\phi}$ – индуктивное сопротивление фазного провода, мОм;

$$x_{0\phi} = 88 \text{ мОм/км};$$

r_{0N} – активное сопротивление нулевого провода, мОм;

$$r_{0N} = 1170 \text{ мОм/км};$$

x_{0N} – индуктивное сопротивление нулевого провода, мОм;

$$x_{0N} = 91 \text{ мОм/км};$$

x' – внешнее индуктивное сопротивление петли, мОм;

$$x' = 600 \text{ мОм/км};$$

$$Z_{\pi 2} = 0,018 \cdot \sqrt{(859 + 1170)^2 + (88 + 91 + 2 \cdot 600)^2} = 44,2 \text{ мОм} = 0,044 \text{ Ом}.$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,014}{3} + 0,112} = 1886 \text{ А} = 1,89 \text{ кА}.$$

Находим полный однофазный ток КЗ в точке К-3, с учётом влияния асинхронного двигателя, который расположен в непосредственной близости от точки КЗ:

$$I_{K.\text{полн}}^{(1)} = I_K^{(1)} + I_{\text{дв}}'',$$

где $I_K^{(1)}$ – однофазный ток КЗ в точке К-3, кА;

$I_{дв}''$ – ток поступающий от электродвигателя в точку КЗ, кА;

$$I_{дв}'' = I_{нд} \cdot K_{п}, \text{ где} \quad (7.2.13.)$$

$I_{нд}$ – номинальный длительный ток электродвигателя, А;

$K_{п}$ – коэффициент кратности пускового тока, $K_{п} = 6,5$;

$$I_{дв}'' = 65 \cdot 6,5 = 422,5 \text{ А};$$

$$I_{к.полн}^{(1)} = 1,89 + 0,423 = 2,13 \text{ кА}.$$

Выбор автоматических выключателей

Линия	$I_k^{(3)}$, кА.	$I_k^{(1)}$, кА.	$I_{уд}$, кА.	$I_{раб}$, А.	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{н.р}}$	Тип выключа- теля	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КТП №1								
ЩС-1.1	13,7	3,05	25,1	163,6	15,3	ВА51-37	250	200
Бункер приемный №1	8,7	1,44	15,9	40,9	28,8	ВА52-31	100	50
Бункер приемный №2	8,9	1,48	16,3	40,9	29,6	ВА52-31	100	50
Бункер приемный №3	9,3	1,54	17,1	40,9	30,8	ВА52-31	100	50
Бункер приемный №4	9,4	1,56	17,2	40,9	31,2	ВА52-31	100	50
ЩС-1.2	14,1	3,14	25,9	185,6	14,3	ВА51-37	250	220
установка дробильн. №1	10,3	1,71	18,9	92,8	15,6	ВА51-33	160	110
Установка дробильн. №2	10,3	1,71	18,9	92,8	15,6	ВА51-33	160	110
ЩС-1.3	13,9	3,1	25,5	128,1	19,4	ВА51-35	200	160
Установка дробильн. №3	6,8	1,13	12,5	46,4	18,8	ВА52-31	100	60
грохот №3	6,7	1,11	12,3	46,4	18,5	ВА52-31	100	60
кран балка	3,8	0,63	7,0	35,3	15,8	ВА52-31	100	40
ЩС-1.4	14,3	3,19	26,2	185,6	14,5	ВА51-37	250	220
грохот №1	12,4	2,06	22,7	92,8	18,7	ВА51-33	160	110
грохот №2	12,8	2,12	23,5	95,8	19,3	ВА51-33	160	110
ЩС-1.5	13,7	3,05	25,1	128,2	19,1	ВА51-35	200	160
пульт управления	2,8	0,46	5,13	14,9	27,1	ВА51-31	60	17
мех. мастерские	11,7	1,94	21,5	98,4	17,6	ВА51-33	160	110
бытовые помещения	2,9	0,48	5,32	14,9	28,2	ВА51-31	60	17

КТП №2								
ЩС-2.1	8,6	1,92	15,8	219	12,0	BA51-37	250	240
насос №1	8,9	1,48	16,3	73	16,4	BA52-31	100	90
1	2	3	4	5	6	7	8	9
насос №2	8,8	1,46	16,1	73	16,2	BA52-31	100	90
насос №3	8,9	1,48	16,3	73	16,4	BA52-31	100	90
ЩС-2.2	8,4	1,87	15,4	126,2	11,7	BA51-35	200	160
Столовая	3,1	0,52	5,68	78	5,8	BA52-31	100	90
лаборатория	3,4	0,56	6,23	26	18,6	BA51-31	60	30
диспетчерская	3,8	0,63	6,97	22,2	25,2	BA51-31	60	25
ЩС-2.3	9,6	2,14	17,6	81,8	30,6	BA51-33	160	100
бытовые помещения	4,5	0,75	8,25	22,4	30,0	BA51-31	60	25
Склад	6,3	1,05	11,6	59,4	13,1	BA 52-31	100	80
ЩС-2.4	16,7	3,72	30,6	165,4	7,44	BA51-37	250	200
Бетономеш. №1	12,3	2,04	22,6	83,6	20,4	BA51-33	160	100
Виброустан. №1	7,5	1,24	13,8	40,9	24,8	BA52-31	100	50
Виброустан. №2	7,4	1,23	13,6	40,9	24,6	BA52-31	100	50
ЩС-2.5	16,8	3,74	30,8	165,4	7,48	BA51-37	250	200
Бетономеш. №2	12,1	2,01	22,2	83,6	20,1	BA51-33	160	100
Виброустан. №3	7,4	1,23	13,6	40,9	24,6	BA52-31	100	50
Виброустан. №4	7,3	1,22	13,4	40,9	24,4	BA52-31	100	50
ЩС-2.6	11,3	2,52	20,7	165,3	18,0	BA51-37	250	200
конвейер подачи	8,9	1,48	16,3	130	9,25	BA51-35	200	160
кран балка	5,8	0,96	10,6	35,3	24,0	BA52-21	100	40
КТП №3								
секция №1								
ЩС-3.1	10,3	2,3	18,9	67	28,8	BA 52-31	100	80
ЩС-3.2	10,7	2,38	19,6	63,2	29,8	BA 52-31	100	80
Администр. корпус	6,2	1,03	11,4	44,6	20,6	BA52-31	100	50
Хим. лабор.	3,4	0,56	6,23	18,6	11,2	BA51-31	60	20
Компрессор №1	13,4	2,22	24,6	139,3	13,9	BA51-35	200	160

Продолжение приложения Д

Компрессор №3	13,4	2,22	24,6	139,3	13,9	BA51-35	200	160
Конв. подачи №1	10,3	1,71	18,9	130	10,7	BA51-35	200	160
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЩС-3.3	13,7	3,05	25,1	202,5	13,3	BA51-37	250	230
Бетономеш. №1	10,7	1,77	19,6	83,6	17,7	BA51-33	160	100
Бетономеш. №3	10,8	1,79	19,8	83,6	17,9	BA51-33	160	100
кран балка	4,7	0,78	8,62	35,3	19,5	BA52-21	100	40
ЩС-3.4	14,4	3,21	26,4	202,5	14,0	BA51-37	250	230
Бетономеш. №5	10,7	1,77	19,6	83,6	17,7	BA51-33	160	100
Бетономеш. №7	10,8	1,79	19,8	83,6	17,9	BA51-33	160	100
кран балка	4,8	0,79	8,8	35,3	7,9	BA52-21	100	40
ЩС-3.5	12,4	2,76	22,7	163,6	13,8	BA51-37	250	200
Виброустан. (бунк.приемн) №1	6,3	1,05	11,6	40,9	21,0	BA52-31	100	50
Виброустан. (бунк.приемн) №3	6,1	1,01	11,2	40,9	20,2	BA52-31	100	50
Виброустан. (бунк.приемн) №5	6,2	1,03	11,4	40,9	20,6	BA52-31	100	50
ЩС-3.6	13,7	3,05	25,1	203	13,3	BA51-37	250	230
Виброустан. (бет.меш.) №1	6,4	1,06	11,7	40,9	21,2	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №3	6,3	1,05	11,6	40,9	21,0	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №5	6,2	1,03	11,5	40,9	20,6	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №7	6,3	1,05	11,6	40,9	21,0	BA52-31	100	50
ЩС-3.7	13,8	3,08	25,3	203	13,4	BA51-37	250	230

Продолжение приложения Д

виброустан. (бет.меш.) №9	6,2	1,02	11,5	40,9	20,4	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №11	6,4	1,06	11,7	40,9	21,2	BA52-31	100	50
1	2	3	4	5	6	7	8	9
виброустан. (бет.меш.) №13	6,3	1,05	11,6	40,9	21,0	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №15	6,5	1,05	11,9	40,9	21,0	BA52-31	100	50
секция №2								
Компрессор №2	13,3	2,21	24,4	139,3	13,8	BA51-35	200	160
Компрессор №4	13,4	2,22	24,6	139,3	13,9	BA51-35	200	160
Конв. подачи №2	10,4	1,72	19,1	130	10,8	BA51-35	200	160
ЩС-3.8	13,7	3,05	25,1	202,5	13,3	BA51-37	250	230
бетономеш. №2	10,2	1,69	18,7	83,6	16,9	BA51-33	160	100
бетономеш. №4	10,3	1,71	18,9	83,6	17,1	BA51-33	160	100
кран балка	4,7	0,78	8,62	35,3	19,5	BA52-21	100	40
ЩС-3.9	13,7	3,05	25,1	202,5	13,3	BA51-37	250	230
бетономеш. №6	10,7	1,77	19,6	83,6	17,7	BA51-33	160	100
бетономеш. №8	10,8	1,78	19,8	83,6	17,8	BA51-33	160	100
кран балка	4,9	0,81	8,98	35,3	20,3	BA52-21	100	40
ЩС-3.10	11,3	2,52	20,7	163,6	13,3	BA51-37	250	190
виброустан. (бунк.приемн) №2	6,7	1,11	12,3	40,9	22,2	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №4	6,6	1,1	12,1	40,9	22,0	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №6	6,3	1,05	11,6	40,9	21,0	BA52-31	100	50

Продолжение приложения Д

ЩС-3.11	11,3	2,52	20,7	203	11,0	BA51-37	250	230
виброустан. (бет.меш.) №2	6,7	1,11	12,3	40,9	22,2	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №4	6,5	1,08	11,9	40,9	21,0	BA52-31	100	50
1	2	3	4	5	6	7	8	9
виброустан. (бет.меш.) №6	6,6	1,1	12,1	40,9	22,0	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №8	6,8	1,13	12,5	40,9	22,6	BA52-31	100	50
ЩС-3.12	11,1	2,47	20,4	203	10,7	BA51-37	250	230
виброустан. (бет.меш.) №10	6,5	1,08	11,9	40,9	21,6	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №12	6,4	1,06	11,7	40,9	21,2	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №14	6,5	1,08	11,9	40,9	21,6	BA52-31	100	50
виброустан. (бет.меш.) №16	6,4	1,06	11,7	40,9	21,2	BA52-31	100	50
ЩС-3.13	15,8	3,52	29,0	130	22,0	BA51-35	200	160
КТП №4								
ЩС-4.1	13,6	3,03	25,0	195	13,8	BA51-37	250	220
конвейер №1	11,4	1,89	20,9	65	23,6	BA 52-31	100	80
конвейер №2	11,7	1,93	21,4	65	24,1	BA 52-31	100	80
конвейер №3	11,9	1,95	21,8	65	24,4	BA 52-31	100	80
ЩС-4.2	15,1	3,36	27,7	195	15,3	BA51-37	250	220
конвейер №4	11,9	1,96	21,8	65	24,5	BA 52-31	100	80
конвейер №5	12,5	2,06	22,9	65	25,8	BA 52-31	100	80
конвейер №6	12,7	2,09	23,3	65	26,1	BA 52-31	100	80
ЩС-4.3	14,9	3,32	27,3	195	15,1	BA51-37	250	220
конвейер №7	12,6	2,08	23,1	65	26,0	BA 52-31	100	80
конвейер №8	12,9	2,12	23,7	65	26,5	BA 52-31	100	80
конвейер №9	12,8	2,11	23,5	65	26,4	BA 52-31	100	80
ЩС-4.4	11,8	2,63	21,6	168	13,2	BA51-37	250	200

Продолжение приложения Д

виброустан. (бунк.приемн) №1	7,49	1,22	13,7	40,9	24,4	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №2	7,53	1,24	13,8	40,9	24,8	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.пр.) №3	7,57	1,24	13,9	40,9	24,8	BA52-31	100	50
1	2	3	4	5	6	7	8	9
виброустан. (бунк.приемн) №4	7,11	1,17	13,0	40,9	23,4	BA52-31	100	50
ЩС-4.5	10,9	2,43	20,0	168	12,2	BA51-37	250	200
виброустан. (бунк.приемн) №5	7,14	1,18	13,1	40,9	23,6	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №6	7,17	1,18	13,1	40,9	23,6	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №7	7,21	1,19	13,2	40,9	23,8	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.приемн) №8	7,24	1,19	13,3	40,9	23,8	BA52-31	100	50
ЩС-4.6	14,7	3,28	27,0	202,4	14,3	BA51-37	250	230
грохот №1	12,5	2,07	22,9	83,6	20,7	BA51-33	160	100
грохот №3	12,4	2,06	22,7	83,6	20,6	BA51-33	160	100
кран балка	5,3	0,88	9,72	35,3	22,0	BA52-21	100	40
ЩС-4.7	14,8	3,3	27,1	167,2	16,5	BA51-37	250	200
грохот №2	12,6	2,09	23,1	83,6	20,9	BA51-33	160	100
грохот №4	12,4	2,06	22,7	83,6	20,6	BA51-33	160	100
кран балка	5,3	0,88	9,71	35,3	22,0	BA52-21	100	40
ЩС-4.8	15,1	3,36	27,7	210	14,6	BA51-37	250	230
виброустан. (бунк.подачи) №1	7,8	1,29	14,3	40,9	25,8	BA52-31	100	50
виброустан. (бунк.подачи) №2	7,8	1,29	14,3	40,9	25,8	BA52-31	100	50
пульта управления	2,9	0,48	5,32	14,9	28,2	BA51-31	60	17

Продолжение приложения Д

мех. мастерские	13,2	2,19	24,2	98,4	19,9	ВА51-33	160	110
бытовые помещения	2,9	0,48	5,32	14,9	28,2	ВА51-31	60	17

Расчёт и анализ надёжности сети

На основе найденных единичных показателей надёжности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надёжности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

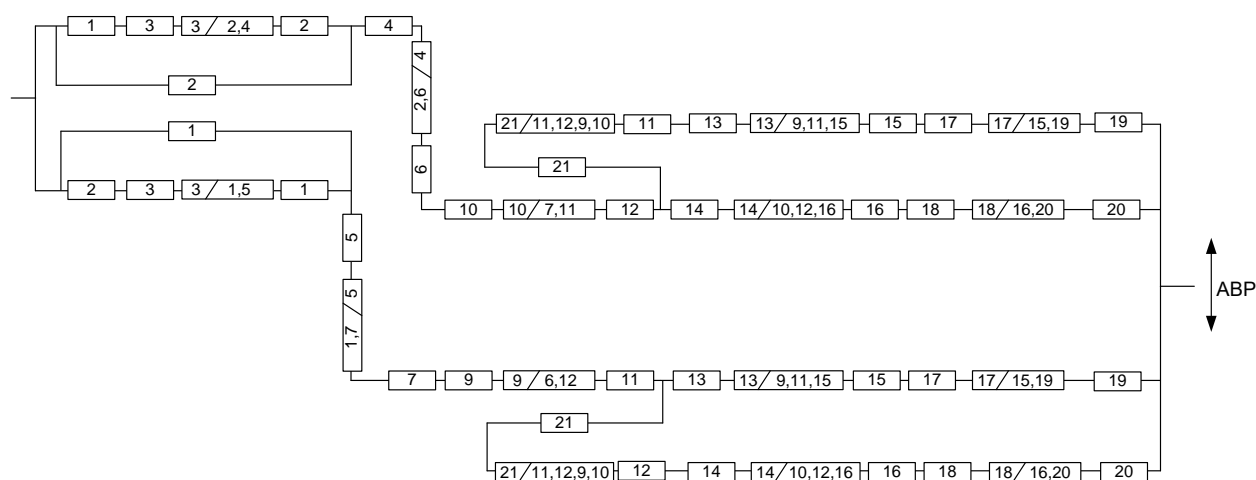


Рисунок 1 – Схема замещения сети для оценки надёжности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗА, поэтому для оценки надёжности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп},$$

где $\omega_{в.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р};$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04 ,$$

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 +$$

$$+ 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196$$

Для выключателя №13:

$$\omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 +$$

$$+ 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,198 ,$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left(1 + \alpha \cdot K_{АПВ} \right) \omega_{эл.i} \cdot t_{в.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} ,$$

Для 4 выключателя определим:

$$q_4 = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{в.л} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) +$$

$$+\alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times \right. \\ \left. \times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4}$$

Для 13 выключателя:

$$q_{13} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{п} \cdot t_{в.п} + \alpha_{кз} \cdot \left(q_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} \cdot t_{в.т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(5,52 \cdot 10^{-4} + \right. \\ \left. + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \times \\ \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

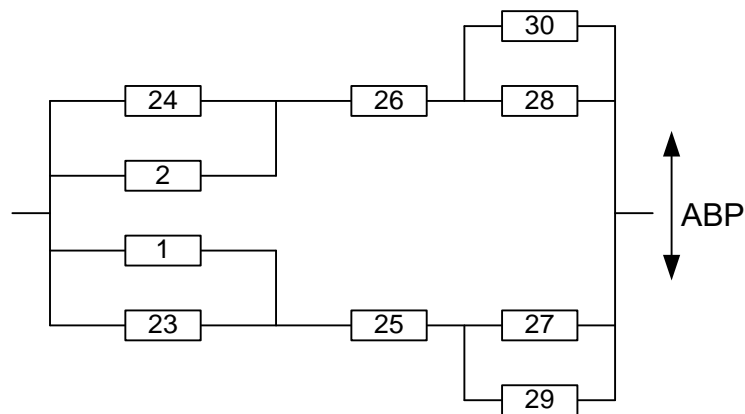


Рисунок 2 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442 ,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297 ,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297 ,$$

$$\omega_{29} = \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 +$$

$$+0,064 + 0,03 = 0,523 ,$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 +$$

$$+0,064 + 0,03 = 0,523 ,$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3 = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} +$$

$$+1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3} ,$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} =$$

$$= 1,164 \cdot 10^{-3} ,$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} +$$

$$+2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} +$$

$$+2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} +$$

$$+3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} +$$

$$+ 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4},$$

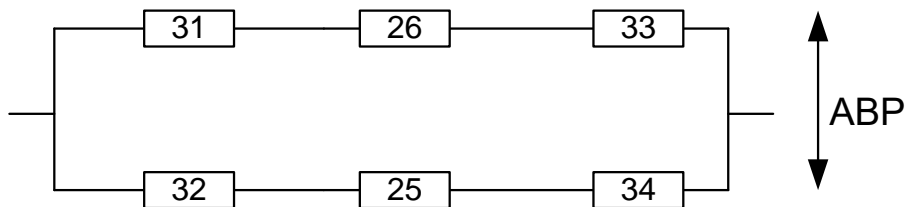


Рисунок 3 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6}$$

,

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6}$$

,

$$\omega_{33} = \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$\omega_{34} = \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 2,79 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

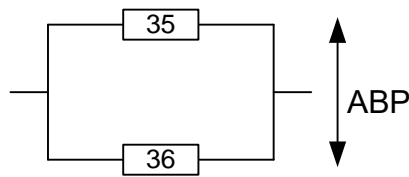


Рисунок 4 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3}$$

,

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3}$$

,

Режимы работы схемы можно характеризовать следующими состояниями:

1) питание потребителя осуществляется от двух резервируемых цепей с отключенным секционнным выключателем на ПС Чагоян (нормальный режим);

2) по одной цепи питание нарушено и осуществляется резервное питание от второй цепи;

3) обе цепи повреждены;

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) +, \quad (55)$$

$$+ Q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2),$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1}A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1\overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$$Q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);}$$

$$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q(S / A_1 A_2) = (q_{35} + q_{36}) \cdot 0,002 = (1,164 \cdot 10^{-3} + 1,192 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,002 =$$

$$= 4,714 \cdot 10^{-6} \quad (56)$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 +$$

$$+ 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6}$$

Согласно [27, с.70] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442 \quad (57)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.} \quad (58)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.} \quad (59)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P \cdot p(P) \cdot T_{II}, \quad (60)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчёт заземляющего устройства для КТП

Для электроустановок, имеющих напряжение до 1000 В и выше, получаются два значения нормативных сопротивлений заземляющего устройства:

для стороны до 1000 В:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом};$$

для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{I_3},$$

где I_3 – ёмкостной ток замыкания на землю сети выше 1000 В, $I_3=18$ А.

За расчётное должно быть принято меньшее из этих значений, как обеспечивающее безопасность.

Определяем сопротивление заземляющего устройства для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{18} = 6,94 \text{ Ом}.$$

Таким образом, определяющим, для расчёта является требование:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Заземляющее устройство выполняем в виде контура (прямоугольника) из горизонтальных и вертикальных заземлителей. В качестве вертикальных электродов используем стальные стержни диаметром 12 мм и длиной $L=5$ м. Верхний конец электрода находится ниже уровня земли на 0,7 м. Тогда сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{L} \cdot \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right),$$

где ρ_p – расчётное сопротивление грунта, Ом·м:

$$\rho_p = K_c \cdot \rho,$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности;

K_c – коэффициент сезонности;

$$\rho_p = 1,23 \cdot 150 = 184,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

L – длина электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, мм;

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м:

$$t = \frac{L}{2} + 0,7 = 3,2 \text{ м}.$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 184,5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 44,3 \text{ Ом}.$$

Вследствие явления экранирования, выражающегося во взаимном отталкивании линии стекания тока со стержней, сопротивление n одиночных вертикальных электродов:

$$R_{3B} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B},$$

где η_B – коэффициент использования, зависящий от числа электродов, отношения расстояния между ними к длине электрода;

R_B – сопротивление одного вертикального электрода, Ом;

Определяем примерное число вертикальных заземлителей, предварительно приняв коэффициент использования $\eta_B = 0,68$:

$$n = \frac{R_B}{R_{3B} \cdot \eta_B},$$

где R_{3y} – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$$n = \frac{44,3}{4 \cdot 0,68} = 16,2 \text{ шт.}$$

Предварительно принимаем число вертикальных заземлителей $n = 16$ и отношении расстояния между вертикальными электродами к их длине $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$.

Горизонтальные электроды выполняем из полосовой стали 40×4 мм. Общая длина полосы $l = 100$ м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t},$$

где b – ширина полосы, м: $b = 0,04$ м;

t – глубина заложения полосы, м: $t = 0,7$ м;

ρ_p – расчётное сопротивление грунта, Ом·м;

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 184,5}{100} \cdot \lg \frac{2 \cdot 100^2}{0,7 \cdot 0,04} = 3,95 \text{ Ом.}$$

Определяем действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов с учётом взаимного экранирования горизонтальных и вертикальных электродов. Коэффициент использования соединительной полосы в контур $\eta_r = 0,86$ при числе вертикальных электродов в ряду $n = 4$ и отношении

$$\frac{a}{l} = \frac{4}{5};$$

$$R_{3r} = \frac{R_r}{\eta_r},$$

$$R_{3r} = \frac{3,95}{0,86} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{зв} \leq \frac{R_{зг} \cdot R_{зв}}{R_{зг} - R_{зв}},$$

где $R_{зг}$ – действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов, Ом;

$R_{зв}$ – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$$R_{зв} \leq \frac{4,6 \cdot 4}{4,6 - 4} = 30,7 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования $\eta_B = 0,68$ (при $n=4$ и отношении $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$), по формуле (9.5):

$$n = \frac{30,7}{4 \cdot 0,68} = 11,3$$

Окончательно принимаем в контуре 12 вертикальных заземлителей.

Сопротивление заземляющего устройства, по формуле:

$$R_{зв} = \frac{44,3}{14 \cdot 0,68} = 4,65 \text{ Ом,}$$

$$R_{зг} = 3,95 \text{ Ом}$$

$$R_{зв} = \frac{4,65 \cdot 3,95}{4,65 + 3,95} = 2,14 \text{ Ом}$$

$$2,14 < 4 \text{ Ом}$$