

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

Факультет: энергетический

Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 201_ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения маслоэкстракционного завода «Амурский» в городе Белогорск

Исполнитель

студент гр. 242-зсб2

Д.Ю. Верхотуров

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

Н.В. Савина

Руководитель

магистерской программы

ст. преподаватель

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

А.Н. Козлов

Рецензент

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«__» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Верхотурова Дмитрия Юрьевича.

1. Тема магистерской диссертации: Проектирование системы внешнего электроснабжения
маслоэкстракционного завода «Амурский» в городе Белогорск

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

_____.

5. Перечень материалов приложения (листы): _____

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 111 с, 29 таблиц, 11 рисунков, 4 приложения, 23 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИК, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ ПИТАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СЕЛЕКТИВНОСТЬ ЗАЩИТ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНЫЕ ТРАНШЕИ.

В бакалаврской работе проводится расчёт нагрузок в соответствии с заданием на бакалаврскую работу, определяются основные параметры силового оборудования, выполняется проверка выбранных аппаратов, обосновывается схема внутреннего электроснабжения по критерию минимума приведенных затрат, выбирается оборудование внутреннего электроснабжения завода.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климато-географическая характеристика района проектирования	9
2. Проектирование низковольтного электроснабжения вновь вводимого цеха экстракции	12
2.1 Расчет электрических нагрузок для проектирования низковольтной сети цеха	12
2.2 Выбор схемы электроснабжения цеха напряжением 0,4 кВ	32
2.3 Выбор и проверка проводников цеха экстракции	33
2.4 Проверка проводников напряжением 0,4 кВ цеха экстракции	37
2.5 Предварительный выбор оборудования напряжением 0,4 кВ цеха экстракции	40
2.5.1 Выбор силовых распределительных щитов	40
2.5.2 Выбор автоматических выключателей	41
2.5.3 Выбор трансформаторов тока	45
2.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ цеха экстракции	47
2.7 Проверка оборудования цеха экстракции напряжением 0,4 кВ	52
2.7.1 Проверка силовых распределительных щитов	52
2.7.2 Проверка автоматических выключателей	53
2.7.3 Проверка трансформаторов тока	57
3. Проектирование высоковольтного электроснабжения завода	59
3.1 Выбор номинального напряжения внутреннего электроснабжения	59
3.2 Анализ существующей схемы внутреннего электроснабжения завода	59
3.3 Расчёт нагрузок КТП	60
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	61
3.5 Приведенная нагрузка ТП	63
3.6 Выбор марки и сечения питающих линий 10 кВ	64
3.7 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	67

3.8 Техникоэкономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	69
3.9 Компенсация реактивной мощности на шинах РП	71
3.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах РП	71
3.11 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	74
3.12 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	76
4 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	78
4.1 Выбор ячейки КРУ	78
4.2 Выключатели 10 кВ	78
4.3 Трансформаторы тока 10 кВ	80
4.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ	81
4.5 Шины 10 кВ	81
4.6 Предохранители 10 кВ для ТН	83
4.7 Изоляторы 10 кВ	83
4.8 Выбор ограничителей перенапряжений	84
4.9 Выключатели нагрузки 10 кВ	85
4.10 Предохранители 10 кВ	86
5 Режимы нейтралей сетей	87
6 Релейная защита и автоматика	89
6.1 Токовая отсечка без выдержки времени	89
6.2 Максимальная токовая защита линий	90
6.3 Защита от однофазных замыканий на землю	92
6.4 Устройства автоматического включения резерва	93
7 Заземление КТП	94
8 Анализ надежности предложенного варианта конфигурации сети	97
9 Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии	101
10 Техника безопасности	104
Заключение	108
Список использованных источников	109

Приложение А Результат выбора и проверки оборудования 10 кВ	112
Приложение Б Результат расчёта релейной защиты и автоматики	116
Приложение В Результат расчёта заземления КТП	117
Приложение Г.Результат анализ надёжности предложенного варианта конфигурации сети	118

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия. Они расходуют более половины всей энергии, вырабатываемой в нашей стране.

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост энергооборуженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

Система распределения столь большого количества электроэнергии на промышленных предприятиях должна обладать высокими техническими и экономическими показателями и базироваться на новейших достижениях современной техники. Поэтому электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Объектом исследования в представленной работе является завод по переработке сои. Рассматриваемый завод размещён в г. Белогорск, на производственной площадке мукомольного завода «Восточный», производительность 500 т/сут. Предусматривается ввод в эксплуатацию цеха экстракции. Цех предполагается разместить согласно норм и правил промышленной безопасности ПБ 09-524-03 в отдельно стоящем вновь возводимом здании.

Предметом исследования – электроснабжение цеха экстракции и завода в целом, [1].

Основываясь на аргументации об актуальности выбранной темы, можно определить целевую ориентацию работы.

Цель бакалаврской работы: спроектировать систему электроснабжения завода по переработке сои с учётом нагрузки вновь вводимого цеха экстракции.

В соответствии с данной целью в бакалаврской работе необходимо решить следующие задачи:

1. Дать краткую характеристику системы электроснабжения потребителей по электрическим нагрузкам, режиму работы, роду тока, питающему напряжению и сделать расчет электрических нагрузок.

2. Спроектировать схему электроснабжения цеха экстракции и завода.

3. Выбрать и проверить оборудование системы электроснабжения завода

4. Оценить уровни токов КЗ в системе электроснабжения завода

5. Выбрать средства РЗА в системе электроснабжения завода

6. Оценить надёжность предлагаемой схемы электроснабжения завода

При написании бакалаврской работы использовались методы сбора первичной информации, аналитический и метод систематизации.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office;

- MS Visio;

- Mathcad.

Практическая значимость проекта заключается в том, что его реализация позволит подключить нагрузку вводимого в эксплуатацию цеха экстракции, а также позволит провести дополнительные подключения новых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ на перспективу развития завода, повысит надёжность сетей, обеспечит соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

1 КЛИМАТО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Рассматриваемый завод по переработке сои находится в Белогорском районе, поэтому приводится характеристика всего Белогорского района в целом, согласно паспорту района, [2].

Белогорский район расположен в южной части Амурской области, занимает территорию в 2,6 тысяч квадратных километров Зейско–Бурейской равнины. Среди районов Амурской области (по площадям) Белогорский район является одним из крупных сельскохозяйственных районов.

Климат района резко континентальный. Температура воздуха самого холодного месяца колеблется от -17 до -42 градусов в январе, самого теплого до +35градусов в июле. Среднегодовая сумма осадков 727,6 мм. Летом 621,1 мм, зимой покров снега достигает 110 мм.

Основные направления ветра:

- зимой - северный со скоростью 1 м/сек;
- весной - юго-восточный со скоростью 2 м/сек;
- летом - южный со скоростью 2 м/сек.

Характеристика района дана в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика Белогорского района

предприятия	20 предприятий всех форм собственности
Численность экономически активного населения	18362 человек
Объем произведенной промышленной продукции	77,6 млн. рублей
Объем сельскохозяйственной продукции	310 млн.рублей
Посевные площади под производство сельскохозяйственных культур	5020 га
Протяженность автомобильных дорог	361 км
коммунальный жилой фонд	120,81 тыс.кв.м..

Проектируемый завод по переработке сои [3] размещён на производственной площадке мукомольного завода производительностью 500

т/сут по пшеничной муке, с полным использованием существующей инфраструктуры предприятия:

– элеватор, объемом хранения 144 тыс. тонн

– зерноподготовительное отделение, производительностью 500 т/сут

(здание мельницы)

– склад готовой продукции, ёмкостью 3 000 тонн

– существующие инженерные сети (водоснабжение, канализация, электроснабжение, теплоснабжение, пароснабжение)

– котельная

– здание АБК

Цех экстракции планируется разместить согласно норм и правил промышленной безопасности ПБ 09-524-03 в отдельно стоящем вновь возводимом здании. Здание выполнено из легко сбрасываемых конструкций и располагается на безопасном расстоянии от смежных объектов согласно СНиП 11-89-80. Участок строительства относится к IV климатическому подрайону, I-го климатического района, расчётная зимняя температура для расчёта отопления – 37 °С по СП131.13330.2012. Нормативные нагрузки – снеговая 80 кг/м², – ветровая 30 кг/м² по СП20.13330.2011. Нормативная глубина промерзания грунтов – 3,2 м. При обследовании верховодки не обнаружено. Площадка относится к потенциально не подтопляемой.

Согласно картам общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97), г. Белогорск значится в списке населенных пунктов, расположенных в сейсмических районах. Расчетная сейсмической интенсивность района изысканий в баллах шкалы MSK 64 для средних грунтовых условий и трех степеней сейсмической опасности в течении 50 лет по картам А (10%) и В (5%) – 6 баллов, по карте С (1%) – 7 баллов.

Сейсмичность непосредственно площадки изысканий по картам А(10%) и В(5%) – 6 баллов, по карте С (1%) -7 баллов, грунты по сейсмическим свойствам – II категории.

Процесс переработки включает в себя следующие этапы:

- приём, хранение, формирование партий для переработки
- очистка и подготовка сои к переработке
- переработка (низкотемпературная экстракция)

Приём сырья (сои) осуществляется на существующем элеваторе вместимостью 144 000 тонн, где производится первичная подработка и формирование партий. Очистка и подготовка сои осуществляется в зерноподготовительном отделении мельницы на 500 т/сут (по пшенице).

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНОВЬ ВВОДИМОГО ЦЕХА ЭКСТРАКЦИИ

2.1 Расчет электрических нагрузок для проектирования низковольтной сети цеха

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения(СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприёмников (ЭП) работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Для всех электродвигателей цеха экстракции $ПВ=100\%$.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприёмников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприёмников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n p_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\begin{aligned} P_C &= P_{НОМ} \cdot k_H, \\ Q_C &= P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi. \end{aligned} \quad (4)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\begin{aligned} \Sigma P_C &= \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_H, \\ \Sigma Q_C &= \sum_1^m P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi, \end{aligned} \quad (5)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_H = \Sigma P_C / \Sigma P_{НОМ}. \quad (6)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.MAX}, \quad (7)$$

Если окажется, что эффективное число ЭП больше фактического числа ЭП, то принимаем $n_{\text{э}} = n_{\text{ф}}$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым, представленным в [4] определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_C, \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_C. \quad (9)$$

$$\text{При } n_{\text{э}} < 100 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_C. \quad (10)$$

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

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.o} \quad (11)$$

$$Q_p = Q_{p.c} + Q_{p.o} \quad (15)$$

Полная расчётная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (12)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_l} \quad (13)$$

Разделим все ЭП цеха экстракции на характерные группы со схожим режимом работы и коэффициентом использования K_u с $tg \varphi$. Выделяются харак-

терные категории: насосы ($K_u = 0,65$) и станки ($K_u = 0,5$). Исходные данные по потребителям приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные по потребителям цеха экстракции

наименование ЭП	N, шт	P _{макс} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _и	tg(φ)
1	2	3	4	5	6
Циркуляционный насос (градирня)	2	90.0	180.0	0.65	0.75
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	1	4.0	4.0	0.65	0.75
Насос воды	1	2.2	2.2	0.65	0.75
Насос горячей воды	1	7.5	7.5	0.65	0.75
Насос насыщенного масла	2	4.0	8.0	0.65	0.75
Насос горячей воды	1	3.0	3.0	0.65	0.75
Насос растворителя	2	4.4	8.8	0.65	0.75
Насос насыщенной мисцеллы	1	15.0	15.0	0.65	0.75
Насос насыщенной мисцеллы	1	7.5	7.5	0.65	0.75
Конденсатный насос	1	3.0	3.0	0.65	0.75
Насос сырого масла	1	4.0	4.0	0.65	0.75
Циркуляционный насос мисцеллы	8	11.0	88.0	0.65	0.75
Насос растворителя	1	5.5	5.5	0.65	0.75
Подающий насос	1	2.2	2.2	0.65	0.75
Насос 1	1	15.0	15.0	0.65	0.75
Насос 2 резерв	1	15.0	15.0	0.65	0.75
Скребковый транспортер	3	11.0	33	0.50	0.9
Скребковый транспортер горизонтальный	1	3.0	3	0.50	0.9
Затвор	6	3.0	18	0.50	0.9
Воздушный затвор	1	1.1	1.1	0.50	0.9
Вентилятор	2	30.0	60	0.65	0.8
Горизонтальный тостер В	1	30.0	30	0.50	0.9
Вентилятор аварийный	13	3.0	39	0.65	0.8
Вентилятор	11	1.5	16.5	0.65	0.8
Вентиляторы	2	0.3	0.5	0.65	0.8
Воздушный шлюз	1	1.1	1.1	0.50	0.9
Тостер	1	90.0	90	0.50	0.9
Вентилятор тостера	1	45.0	45	0.65	0.8
Вытяжной вентилятор	8	0.6	4.4	0.65	0.8
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	1	5.5	5.5	0.50	0.9
Герметичный шнек	1	5.5	5.5	0.50	0.9
Затвор тостера	2	4.0	8	0.50	0.9
Затвор тостера	1	3.0	3	0.50	0.9
Охладитель шрота	2	3.7	7.4	0.50	0.9
Охладитель шрота	2	2.2	4.4	0.50	0.9
Воздушный шлюз	2	2.2	4.4	0.50	0.9
Скребковый транспортер	1	3.0	3	0.50	0.9
Скребковый транспортер	4	18.5	74	0.50	0.9
Подающий скребковый транспортер	1	15.0	15	0.50	0.9
Подающий скребковый транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Скребковый фильтр	1	0.2	0.18	0.50	0.6
Вентилятор циркуляционный	1	110.0	110	0.65	0.8
Горизонтальный тостер А	1	37.0	37	0.50	0.9
Наклонный скребковый транспортер	1	15.0	15	0.50	0.9
Ловушка сухого типа	1	2.2	2.2	0.50	0.9
Затвор	2	1.5	3	0.50	0.9
Пылеулавливатель	4	3.0	12	0.50	0.9
Экстрактор	1	7.5	7.5	0.50	0.9
Скребковый транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.9
Вентилятор отходящих газов	1	3.0	3	0.65	0.8
Вентилятор	2	7.5	15	0.65	0.8
Веюгилятор аварийный	2	0.3	0.5	0.65	0.8
Лифт	1	8.9	8.9	0.50	0.9
Электроогонение диспетчерской	1	3.0	3	0.50	0.0
Рукавный фильтр	4	3.0	12	0.50	0.9

Пример расчёта приводится для категории 1 - насосы:

Суммарная установленная активная мощность 1й группы ЭП:

$$\Sigma P_{НОМ} = 369 \text{ кВт}, .$$

Номинальная мощность наиболее мощного ЭП: $P_{НОМ \text{ макс}} = 90 \text{ кВт},$

Суммарная средняя активная мощность группы ЭП: $\Sigma P_C = 239,7 \text{ кВт},$

Суммарная средняя реактивная мощность группы ЭП: $\Sigma Q_C = 179,7 \text{ кВар},$

Средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \frac{180 \cdot 0,65 + 4 \cdot 0,65 + 2 \cdot 0,65 + 7,5 \cdot 0,65 + 8 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,65 + 8,8 \cdot 0,65 + 15 \cdot 0,65 + 7,5 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,65 + 4 \cdot 0,65 + 88 \cdot 0,65 + 5,5 \cdot 0,65 + 2,2 \cdot 0,65 + 15 \cdot 0,65 + 15 \cdot 0,65}{369} = 0,65.$$

Эффективное число ЭП:

$$n_{Э \text{ кат}} = \frac{2 \cdot 369}{90} = 8.$$

Так как фактическое число ЭП $n_{\phi} = 26$, то принимается $n_{\phi} = 8$.

Коэффициент расчетной нагрузки $K_p = 1$ по кривым [4].

Расчётная нагрузка категории:

$$P_p = 1 \cdot 239,7 = 239,7 \text{ кВт} ,$$

$$Q_p = Q_{cp} = 179,7 \text{ кВАр} \text{ так как } n_{\gamma} \leq 100 ,$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ,$$

$$S_p = \sqrt{239,7^2 + 179,7^2} = 310,7 \text{ кВА} .$$

Осветительная нагрузка определяется по мощности и количеству светильников. В цехе экстракции с категорией взрывоопасности В-Ia используются светильники НСП09-200-001У1 IP65 со светодиодными лампами мощностью 80 Вт в количестве 248 шт.:

$$P_{осв} = P_{св.уд} \cdot n_{св} , \tag{14}$$

$$P_{осв \text{ цеха}} = 0,08 \cdot 248 = 19,84 \text{ кВт} ,$$

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot \text{tg} \varphi_{осв} ,$$

$$Q_{осв \text{ цеха}} = 19,84 \cdot 0,34 = 6,4 \text{ кВт} .$$

где $P_{св.уд}$ - мощность ламп светильника при использовании светильников серии НСП09-200-001У1 IP65, принимаемая мощность 80 Вт;

$n_{св}$ - количество светильников, шт.

Аварийное освещение выполнено светодиодными лампами мощностью 150 Вт в количестве 12 шт.:

$$P_{осв \text{ авар}} = 0,15 \cdot 12 = 1,8 \text{ кВт} ,$$

$$Q_{осв \text{ авар}} = 1,8 \cdot 0,34 = 0,6 \text{ кВт} .$$

Наружное освещение выполнено натриевыми лампами ДНаТ мощностью 200 Вт в количестве 5 шт.:

$$P_{осв\ наруж} = 0,2 \cdot 5 = 1 \text{ кВт} ,$$

$$Q_{осв\ наруж} = 1 \cdot 0,34 = 0,34 \text{ кВт} .$$

Для каждой характерной группы расчёт ведётся аналогично. Расчёт проводится в программе Excel-2010 методом коэффициента расчётной нагрузки, результаты расчёта показаны в таблицах 3-4. ЭП подключаются согласно рисункам 1-3.

Таблица 3 - Расчет электрических нагрузок по цеху экстракции в целом

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП	Эффективное число ЭП	Кр	Расчётные мощности			
по заданию				справочные данные					P _{CP} , кВт	Q _{CP} , кВар	пЭ	P _p , кВт
наименование ЭП	N, шт	P _{макс} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _и	tg(φ)	7	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Характерная категория №1												
Циркуляционный насос (градирня)	2	90.0	180.0	0.65	0.75	117.0	87.8					
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Насос воды	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Насос горячей воды	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Насос насыщенного масла	2	4.0	8.0	0.65	0.75	5.2	3.9					
Насос горячей воды	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос растворителя	2	4.4	8.8	0.65	0.75	5.7	4.3					
Насос насыщенной мисцеллы	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос насыщенной мисцеллы	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Конденсатный насос	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос сырого масла	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Циркуляционный насос мисцеллы	8	11.0	88.0	0.65	0.75	57.2	42.9					
Насос растворителя	1	5.5	5.5	0.65	0.75	3.6	2.7					
Подающий насос	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Насос 1	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос 2 резерв	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
итого по категории	26	90	369	0.65	0.75	239.7	179.7	8	1	239.7	197.7	310.7
Характерная категория №2												
Скребковый транспортер	3	11.0	33	0.50	0.9	16.5	14.6					
Скребковый транспортер горизонтальный	1	3.0	3	0.50	0.9	1.5	1.3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Воздушный затвор	1	1.1	1.1	0.50	0.9	0.6	0.5					
Затвор	6	3.0	18	0.50	0.9	9.0	7.9					
Вентилятор	2	30.0	60	0.65	0.8	39.0	29.3					
Горизонтальный тостер В	1	30.0	30	0.50	0.9	15.0	13.2					
Вентилятор аварийный	13	3.0	39	0.65	0.8	25.4	19.0					
Вентилятор	11	1.5	16.5	0.65	0.8	10.7	8.0					
Вентиляторы	2	0.3	0.5	0.65	0.8	0.3	0.2					
Воздушный шлюз	1	1.1	1.1	0.50	0.9	0.6	0.5					
Тостер	1	90.0	90	0.50	0.9	45.0	39.7					
Вентилятор тостера	1	45.0	45	0.65	0.8	29.3	21.9					
Вытяжной вентилятор	8	0.6	4.4	0.65	0.8	2.9	2.1					
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	1	5.5	5.5	0.50	0.9	2.8	2.4					
Герметичный шнек	1	5.5	5.5	0.50	0.9	2.8	2.4					
Затвор тостера	2	4.0	8	0.50	0.9	4.0	3.5					
Затвор тостера	1	3.0	3	0.50	0.9	1.5	1.3					
Охладитель шрота	2	3.7	7.4	0.50	0.9	3.7	3.3					
Охладитель шрота	2	2.2	4.4	0.50	0.9	2.2	1.9					
Воздушный шлюз	2	2.2	4.4	0.50	0.9	2.2	1.9					
Скребковый транспортер	1	3.0	3	0.50	0.9	1.5	1.3					
Скребковый транспортер	4	18.5	74	0.50	0.9	37.0	32.6					
Подающий скребковый транспортер	1	15.0	15	0.50	0.9	7.5	6.6					
Подающий скребковый транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.9	3.8	3.3					
Скребковый фильтр	1	0.2	0.18	0.50	0.6	0.1	0.1					
Вентилятор циркуляционный	1	110.0	110	0.65	0.8	71.5	53.6					
Горизонтальный тостер А	1	37.0	37	0.50	0.9	18.5	16.3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затвор	2	1.5	3	0.50	0.9	1.5	1.3					
Наклонный скребковый транспортер	1	15.0	15	0.50	0.9	7.5	6.6					
Ловушка сухого типа	1	2.2	2.2	0.50	0.9	1.1	1.0					
Пылеулавливатель	4	3.0	12	0.50	0.9	6.0	5.3					
Экстрактор	1	7.5	7.5	0.50	0.9	3.8	3.3					
Скребок транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.9	3.8	3.3					
Вентилятор отходящих газов	1	3.0	3	0.65	0.8	2.0	1.5					
Вентилятор	2	7.5	15	0.65	0.8	9.8	7.3					
Веюгилятор аварийный	2	0.3	0.5	0.65	0.8	0.3	0.2					
Лифт	1	8.9	8.9	0.50	0.9	4.5	3.9					
Электроопление диспет- черской	1	3.0	3	0.50	0.0	1.5	0.0					
Рукавный фильтр	4	3.0	12	0.50	0.9	6.0	5.3					
итого по категории	93	110	716	0.56	0.82	402.1	328.1	13	1	402.1	360.9	540.3
итого по цеху	119	110.0	1085	0.59	0.52	641.8	507.8	20	1	641.8	507.8	818.4
освещение цеха LED			19.84	0.95	0.34	18.8	6.4			18.8	6.4	19.9
аварийное освещение LED			1.80	1.00	0.34	1.8	0.6			1.8	0.6	1.9
уличное освещение ДНаТ			1.0	0.95	0.34	1.0	0.3			1.0	0.3	1.0
итого нагрузка в целом	119	110.0	1084.8	0.59	0.52	642.7	508.2	20	1	663.4	515.2	839.9

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок по элементам сети 0,4 кВ цеха экстракции

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП	Эффективное число ЭП	Кр	Расчётные мощности			
по заданию				справочные данные								
наименование ЭП	N, шт	P _{макс} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _и	tg(φ)	P _{СР} , кВт	Q _{СР} , кВар	n _Э	P _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЩС-1												
Скребковый транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					
Скребковый транспортер горизонтальный	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Циркуляционный насос (градирня)	2	90.0	180.0	0.65	0.75	117.0	87.8					
итого по категории	4	90	216	0.63	0.84	135.0	103.6	4	1.05	141.8	114.0	181.9
ЩС-2												
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Насос воды	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Затвор	5	3.0	18.0	0.50	0.88	9.0	7.9					
Воздушный затвор	1	1.1	1.1	0.50	0.88	0.6	0.5					
Вентилятор	2	30.0	60.0	0.65	0.75	39.0	29.3					
Воздушный шлюз	1	1.1	1.1	0.50	0.88	0.6	0.5					
Горизонтальный тостер В	1	30.0	30.0	0.50	0.88	15.0	13.2					
итого по категории	12	30	116	0.59	0.83	68.1	54.4	8	1	68.1	59.8	90.7
ЩС-3												
Тостер	1	90.0	90.0	0.50	0.88	45.0	39.7					
Вентилятор тостера	1	45.0	45.0	0.65	0.75	29.3	21.9					
Вытяжной вентилятор	8	0.6	4.4	0.65	0.75	2.9	2.1					
итого по категории	10	90	139	0.55	0.79	77.1	63.8	3	1.15	88.7	70.1	113.1
ЩС-4												
Скребковый транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	1	5.5	5.5	0.50	0.88	2.8	2.4					
Герметичный шнек	1	5.5	5.5	0.50	0.88	2.8	2.4					
Затвор тостера	2	4.0	8.0	0.50	0.88	4.0	3.5					
Затвор тостера	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Охладитель шрота	1	3.7	7.4	0.50	0.88	3.7	3.3					
Охладитель шрота	1	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					
Воздушный шлюз	2	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					
Скребок транспортер	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Насос 1	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос 2 резерв	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
итого по категории	13	15	104	0.54	0.86	56.6	47.3	13	1	56.6	47.3	73.8
ЩС-5												
Подающий скребковый транспортер	1	15.0	15.0	0.50	0.88	7.5	6.6					
Насос горячей воды	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Насос насыщенного масла	1	4.0	8.0	0.65	0.75	5.2	3.9					
Скребок фильтр	1	0.2	0.2	0.50	0.62	0.1	0.1					
Насос горячей воды	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Скребок транспортер	2	18.5	74.0	0.50	0.88	37.0	32.6					
Подающий скребковый транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Вентилятор	2	7.5	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
итого по категории	10	19	130	0.54	0.78	70.1	58.9	10	1	70.1	64.8	95.5
ЩС-6												
Насос растворителя	2	4.4	8.8	0.65	0.75	5.7	4.3					
Вентилятор циркуляционный	1	110.0	110.0	0.65	0.75	71.5	53.6					
Вентилятор	10	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
итого по категории	13	110	135	0.65	0.75	87.9	66.0	2	1.3	114.3	72.6	135.4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЩС-7												
Горизонтальный тостер А	1	37.0	37.0	0.50	0.88	18.5	16.3					
Охладитель шрота	1	3.7	7.4	0.50	0.88	3.7	3.3					
Охладитель шрота	1	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					
Затвор тостера	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Вентилятор аварийный	10	3.0	39.0	0.65	0.75	25.4	19.0					
итого по категории	14	37	91	0.56	0.86	51.3	41.9	5	1	51.3	46.0	68.9
ЩС-8												
Наклонный скребковый транспортер	1	15.0	15.0	0.50	0.88	7.5	6.6					
Ловушка сухого типа	1	2.2	2.2	0.50	0.88	1.1	1.0					
Скребок транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					
Затвор	2	1.5	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Пылеулавливатель	4	3.0	12.0	0.50	0.88	6.0	5.3					
Вентилятор	2	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
Вентилятор	1	7.5	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Лифт	1	8.9	8.9	0.50	0.88	4.5	3.9					
итого по категории	13	15	106	0.54	0.85	57.5	48.0	13	1	57.5	48.0	74.9
ЩС-9												
Экстрактор	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Скребок транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Вентилятор отходящих газов	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос насыщенной мисцеллы	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос насыщенной мисцеллы	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Конденсатный насос	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос насыщенного масла	1	4.0	8.0	0.65	0.75	5.2	3.9					
Насос сырого масла	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Вентилятор	1	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
Веюгилятор аварийный	2	0.3	0.5	0.65	0.75	0.3	0.2					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Вентиляторы	2	0.3	0.5	0.65	0.75	0.3	0.2					
Вентилятор аварийный	1	3.0	39.0	0.65	0.75	25.4	19.0					
итого по категории	14	15	112	0.63	0.77	70.6	53.9	14	1	70.6	53.9	88.8
ЩС-10												
Циркуляционный насос мис- целлы	8	11.0	88.0	0.65	0.75	57.2	42.9					
Насос растворителя	1	5.5	5.5	0.65	0.75	3.6	2.7					
Подающий насос	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Рукавный фильтр	4	3.0	12.0	0.50	0.88	6.0	5.3					
итого по категории	14	11	108	0.63	0.78	68.2	51.9	14	1	68.2	51.9	85.7
кабель питания ЩС-1 (ЩС-1-2-3-4-5-6)												
Скребковый транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					
Скребковый транспортер гори- зонтальный	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Циркуляционный насос (гра- дирня)	2	90.0	180.0	0.65	0.75	117.0	87.8					
Откачивающий насос тарель- чатого дистиллятора	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Насос воды	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Затвор	5	3.0	18.0	0.50	0.88	9.0	7.9					
Воздушный затвор	1	1.1	1.1	0.50	0.88	0.6	0.5					
Вентилятор	2	30.0	60.0	0.65	0.75	39.0	29.3					
Воздушный шлюз	1	1.1	1.1	0.50	0.88	0.6	0.5					
Горизонтальный тостер В	1	30.0	30.0	0.50	0.88	15.0	13.2					
Тостер	1	90.0	90.0	0.50	0.88	45.0	39.7					
Вентилятор тостера	1	45.0	45.0	0.65	0.75	29.3	21.9					
Вытяжной вентилятор	8	0.6	4.4	0.65	0.75	2.9	2.1					
Скребковый транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	1	5.5	5.5	0.50	0.88	2.8	2.4					
Герметичный шнек	1	5.5	5.5	0.50	0.88	2.8	2.4					
Затвор тостера	2	4.0	8.0	0.50	0.88	4.0	3.5					
Затвор тостера	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Охладитель шрота	1	3.7	7.4	0.50	0.88	3.7	3.3					
Охладитель шрота	1	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					
Воздушный шлюз	2	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					
Скребок транспортер	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Насос 1	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос 2 резерв	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Подающий скребковый транспортер	1	15.0	15.0	0.50	0.88	7.5	6.6					
Насос горячей воды	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Насос насыщенного масла	1	4.0	8.0	0.65	0.75	5.2	3.9					
Скребок фильтр	1	0.2	0.2	0.50	0.62	0.1	0.1					
Насос горячей воды	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Скребок транспортер	2	18.5	74.0	0.50	0.88	37.0	32.6					
Подающий скребковый транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Вентилятор	2	7.5	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос растворителя	2	4.4	8.8	0.65	0.75	5.7	4.3					
Вентилятор циркуляционный	1	110.0	110.0	0.65	0.75	71.5	53.6					
Вентилятор	10	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
итого по категории	62	110	841	0.59	0.82	494.9	394.0	15	1	494.9	394.0	632.6
кабель питания ШС-2 (ШС-7-8-9-10-осв)												
Горизонтальный тостер А	1	37.0	37.0	0.50	0.88	18.5	16.3					
Охладитель шрота	1	3.7	7.4	0.50	0.88	3.7	3.3					
Охладитель шрота	1	2.2	4.4	0.50	0.88	2.2	1.9					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затвор тостера	1	3.0	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Вентилятор аварийный	10	3.0	39.0	0.65	0.75	25.4	19.0					
Наклонный скребковый транспортер	1	15.0	15.0	0.50	0.88	7.5	6.6					
Ловушка сухого типа	1	2.2	2.2	0.50	0.88	1.1	1.0					
Скребок транспортер	1	11.0	33.0	0.50	0.88	16.5	14.6					
Затвор	2	1.5	3.0	0.50	0.88	1.5	1.3					
Пылеулавливатель	4	3.0	12.0	0.50	0.88	6.0	5.3					
Вентилятор	2	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
Вентилятор	1	7.5	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Лифт	1	8.9	8.9	0.50	0.88	4.5	3.9					
Экстрактор	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Скребок транспортер	1	7.5	7.5	0.50	0.88	3.8	3.3					
Вентилятор отходящих газов	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос насыщенной мисцеллы	1	15.0	15.0	0.65	0.75	9.8	7.3					
Насос насыщенной мисцеллы	1	7.5	7.5	0.65	0.75	4.9	3.7					
Конденсатный насос	1	3.0	3.0	0.65	0.75	2.0	1.5					
Насос насыщенного масла	1	4.0	8.0	0.65	0.75	5.2	3.9					
Насос сырого масла	1	4.0	4.0	0.65	0.75	2.6	2.0					
Вентилятор	1	1.5	16.5	0.65	0.75	10.7	8.0					
Веюгилятор аварийный	2	0.3	0.5	0.65	0.75	0.3	0.2					
Вентиляторы	2	0.3	0.5	0.65	0.75	0.3	0.2					
Вентилятор аварийный	1	3.0	39.0	0.65	0.75	25.4	19.0					
Циркуляционный насос мис- целлы	8	11.0	88.0	0.65	0.75	57.2	42.9					
Насос растворителя	1	5.5	5.5	0.65	0.75	3.6	2.7					
Подающий насос	1	2.2	2.2	0.65	0.75	1.4	1.1					
Рукавный фильтр	4	3.0	12.0	0.50	0.88	6.0	5.3					
освещение цеха LED			19.8	1.0	0.3	18.8	6.4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
аварийное освещение ЛОН			1.8	1.0	0.3	1.8	0.6					
уличное освещение ДНаТ			1.0	1.0	0.3	1.0	0.3					
итого по категории	55	37	439	0.61	0.77	269.1	203.1	24	1	269.1	203.1	337.1

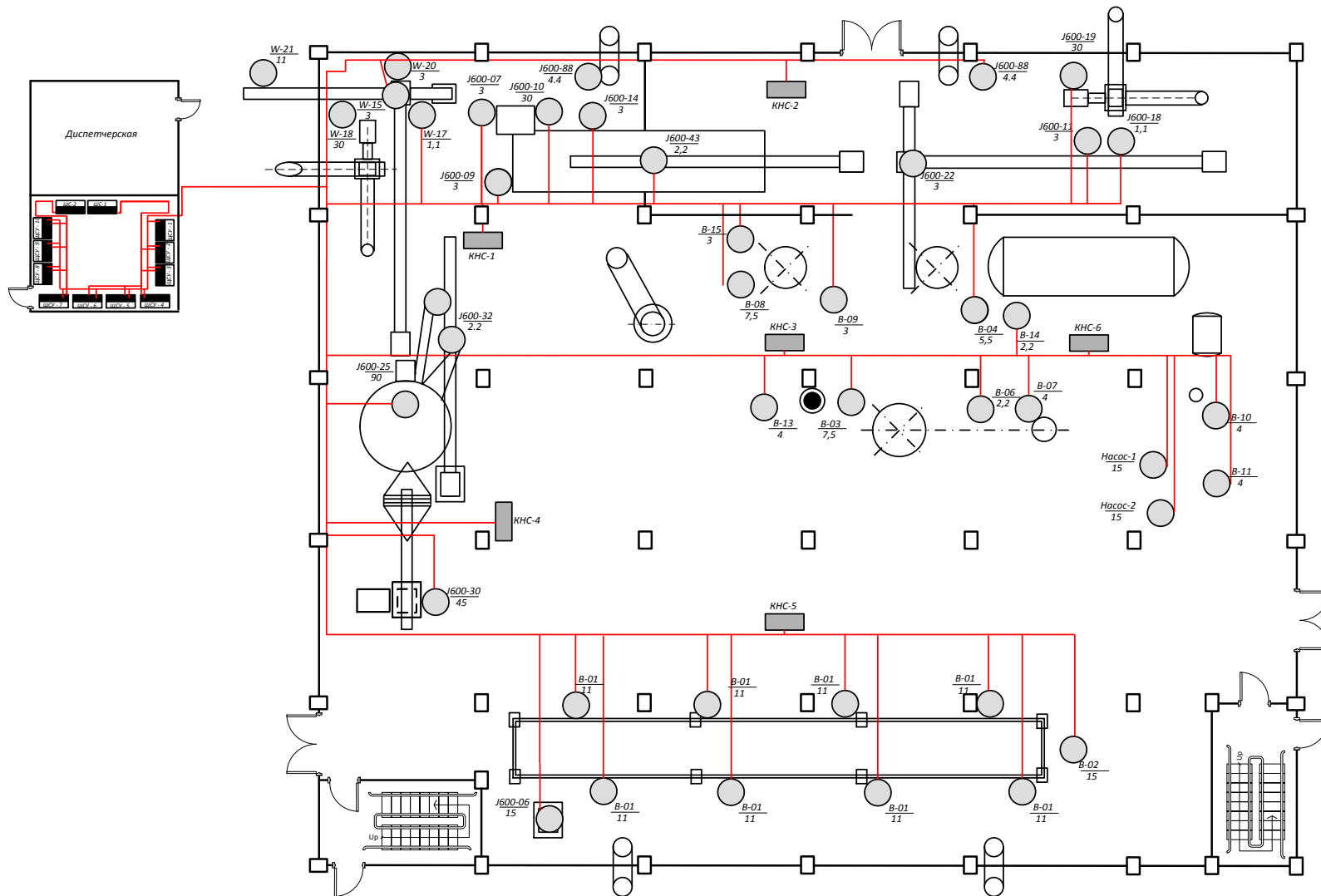


Рисунок 1 – Разводка сети 0,4 кВ цеха экстракции на отметке 0.00 м

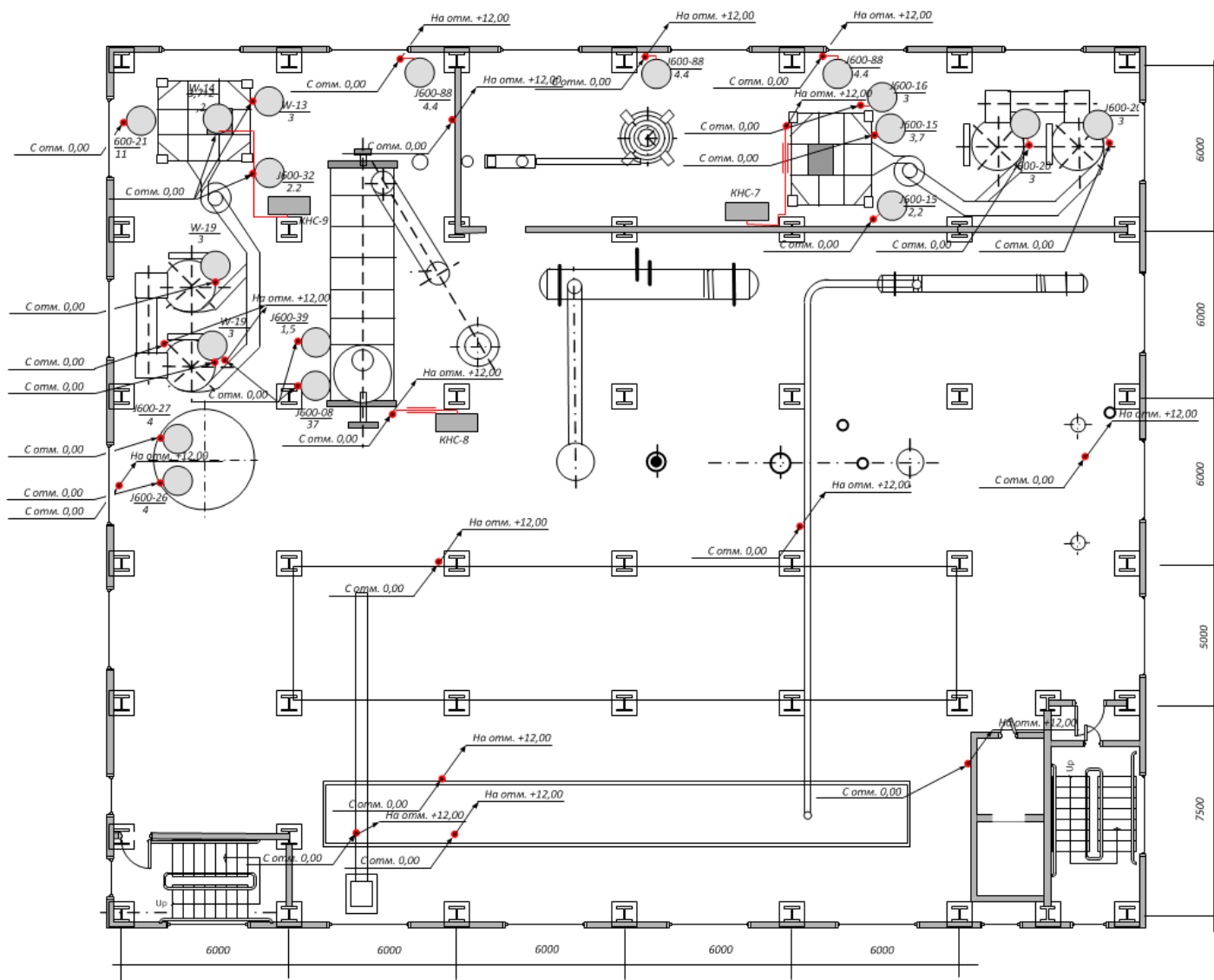


Рисунок 2 – Разводка сети 0,4 кВ цеха экстракции на отметке 6.00 м

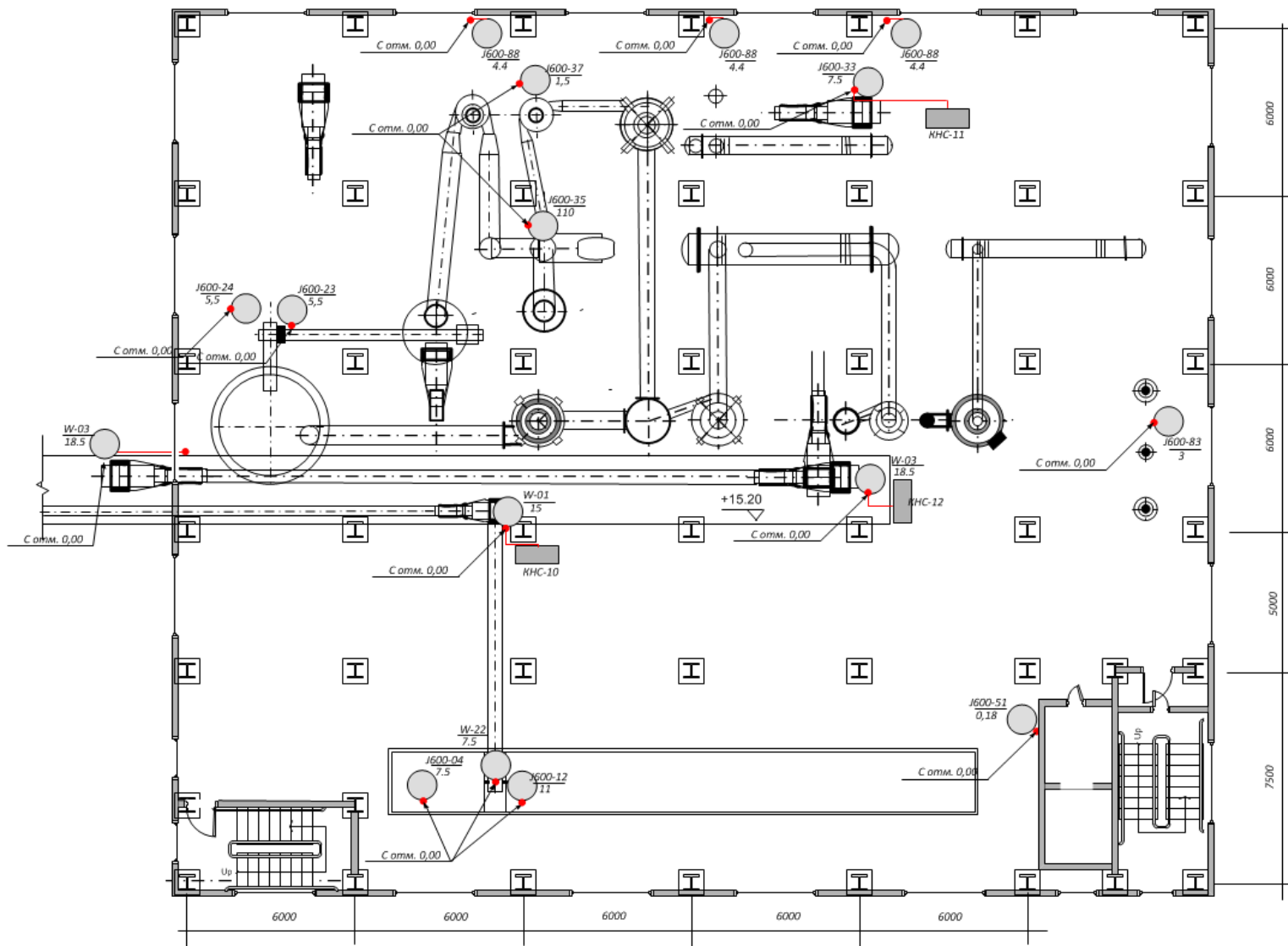


Рисунок 3 – Разводка сети 0,4 кВ цеха экстракции на отметке 12.00 м

2.2 Выбор схемы электроснабжения цеха напряжением 0,4 кВ

Для надежного функционирования цеха необходимо определиться с его схемой электроснабжения. Выбрать наиболее правильную и оптимальную схему. Для этих целей подходит магистральная схема электроснабжения на силовых шкафах, так как это дешевле использования шинопроводов. На данных схемах указаны места прокладки проводников.

Электроснабжение проектируемых помещений отделения экстракции осуществляется от существующих трансформаторных подстанций, принадлежащих ООО «МЭЗ «Амурский». Электроснабжение цеха осуществляется от РП-0,4кВ. Электроснабжение цеха осуществляется от РП-0,4кВ от щитов ШС-1 и ШС-2.

Распределение электроэнергии между токоприемниками цеха осуществляется от щитов станций управления ЩСУ-1, ЩСУ-2, ЩСУ-3.....ЩСУ-10, собранные в закрытых шкафах из отдельных панелей, на которых установлена пускорегулирующая аппаратура.

Электроснабжение технологического оборудования маслоэкстракционного цеха и освещения запроектировано двумя взаиморезервируемыми кабельными линиями, прокладываемыми от РУ-0,4 кВ существующей ТП до вводно-распределительного устройства, устанавливаемого в здании диспетчерской. Питающие линии запроектированы кабелями марки 3-ВБбШв (3x185+1x95), прокладываемыми открыто по зданию.

Управление электродвигателями производится от пульта управления стоящего внутри цеха и кнопочных постов. Выбор низковольтного оборудования произведен по допустимой длительной токовой нагрузке и в зависимости от окружающей среды и по перегрузке.

Напряжение электрической сети переменное 380/220 В. Учет электроэнергии осуществляется в РП.

Распределенные и групповые сети и цепи управления выполняются кабелями с медными жилами ВВГнг-LS, ВБбШв расчетного сечения, проложенными в лотках и трубах по металлоконструкциям, а также в трубах скрыто в

полу. Монтажные работы выполняются по СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

В отделении экстракции применено два вида освещения – рабочее и аварийное. Электропитание рабочего, аварийного и уличного освещения осуществляется от щитов ЩО-1, ЩО-2 и ЩОА-1. Сеть электроосвещения выполняется кабелем с медными жилами марки ВВГз с заполнением открыто по строительным конструкциям на скобах, на тросе между колоннами, в трубе по площадкам. В качестве ремонтного и для осмотра резервуаров предусмотрены аккумуляторные фонари шахтерского типа.

Основные потребители технологического оборудования маслоэкстракционного цеха относятся ко II категории надежности электроснабжения. Пожарные насосы, аварийная вентиляция, автоматическая пожарная сигнализация, щиты КИП, насосные станции оборотного водоснабжения относятся к I категории.

Подводка питающих кабелей от распределительных пунктов непосредственно к станкам также выполняется трубным способом.

Соединения и присоединения труб к коробкам, аппаратам и электроприемникам выполняют без специального уплотнения (когда они применяются для защиты проводов от механических повреждений), уплотненными (для защиты труб от попадания в них пыли, влаги, едких паров и газов) и взрывобезопасными для исключения возможности попадания внутрь труб, аппаратов и электроприемников взрывоопасных смесей. Перед монтажом внутреннюю поверхность труб очищают от окалины и грата и производят окраску внутренней и наружной поверхностей асфальтовым лаком.

2.3 Выбор и проверка проводников цеха экстракции

Выбор кабелей и проводов проводится по допустимому току. Длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника, называется предельно допустимым током по нагреву

Номинальные токи станков определяются (например, для скребковых транспортеров), А:

$$I_{ном} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (15)$$

$$I_{ном} = \frac{11}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,75 \cdot 0,9} = 24,$$

где U_n - номинальное напряжение линий, питающие станки, принимается 0,4 кВ для всех станков;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности, берется по паспортным данным станков;

η – КПД станков, принимается для всех потребителей 0,9.

Выбираем четырёхжильный кабель марки ВВГнг-LS 4*4 с длительно допустимым током 25А:

$$I_p \leq I_{норм.доп},$$

$$24 \text{ А} \leq 25 \text{ А}.$$

Расшифровка кабеля ВВГнг-LS:

В - Изоляция жил из ПВХ пластиката

В - Оболочка из ПВХ пластиката

Г - Отсутствие защитных покровов (без брони)

нг - не поддерживает горения

LS - Low Smoke, с пониженным дымо- и газовыделением

Расчёт для остальных ЭП проводится аналогично и сводится в таблицу

5.

Таблица 5 - Выбор кабелей станков

Группа	$P_{ном}$, кВт	$\cos(\varphi)$	I_p , А	$I_{норм доп}$, А	марка кабеля
1	2	3	4	5	6
Скребок транспортер	11.0	0.75	24	25	ВВГнг-LS
Скребок транспортер горизонтальный	3.0	0.75	6	17	ВВГнг-LS
Циркуляционный насос (градирня)	90.0	0.80	181	184	ВВГнг-LS
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	4.0	0.80	8	17	ВВГнг-LS
Насос воды	2.2	0.80	4	17	ВВГнг-LS
Затвор	3	0.75	6	17	ВВГнг-LS
Воздушный затвор	1.1	0.75	2	17	ВВГнг-LS
Вентилятор	30.0	0.80	60	69	ВВГнг-LS
Горизонтальный тостер В	30.0	0.75	64	69	ВВГнг-LS
Вентилятор аварийный	3.0	0.80	6	17	ВВГнг-LS
Вентилятор	1.5	0.80	3	17	ВВГнг-LS
Вентиляторы	0.3	0.80	0.5	17	ВВГнг-LS
Воздушный шлюз	1.1	0.75	2	25	ВВГнг-LS
Тостер	90.0	0.75	193	216	ВВГнг-LS
Вентилятор тостера	45.0	0.80	90	101	ВВГнг-LS
Вытяжной вентилятор	0.6	0.80	1	17	ВВГнг-LS
Герметичный горизонтальный скребок тр-р	5.5	0.75	12	17	ВВГнг-LS
Герметичный шнек	5.5	0.75	12	17	ВВГнг-LS
Затвор тостера	4.0	0.75	9	17	ВВГнг-LS
Затвор тостера	3.0	0.75	6	17	ВВГнг-LS
Охладитель шрота	3.7	0.75	8	17	ВВГнг-LS
Охладитель шрота	2.2	0.75	5	17	ВВГнг-LS
Воздушный шлюз	2.2	0.75	5	17	ВВГнг-LS
Скребок транспортер	3.0	0.75	6	17	ВВГнг-LS
Скребок транспортер	18.5	0.75	40	55	ВВГнг-LS
Подающий скребок транспортер	15.0	0.75	32	39	ВВГнг-LS
Подающий скребок транспортер	7.5	0.75	16	17	ВВГнг-LS
Насос горячей воды	7.5	0.80	15	17	ВВГнг-LS
Насос насыщенного масла	4.0	0.80	8	17	ВВГнг-LS
Скребок фильтр	0.2	0.85	0.3	17	ВВГнг-LS
Насос горячей воды	3.0	0.80	6	17	ВВГнг-LS
Насос растворителя	4.4	0.80	9	17	ВВГнг-LS
Вентилятор циркуляционный	110.0	0.80	221	240	ВВГнг-LS
Горизонтальный тостер А	37.0	0.75	79	83	ВВГнг-LS
Наклонный скребок транспортер	15.0	0.75	32	39	ВВГнг-LS
Ловушка сухого типа	2.2	0.75	5	17	ВВГнг-LS
Затвор	1.5	0.75	3	17	ВВГнг-LS
Пылеулавливатель	3.0	0.75	6	17	ВВГнг-LS

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Экстрактор	7.5	0.75	16	17	ВВГнг-LS
Скребокый транспортер	7.5	0.75	16	17	ВВГнг-LS
Вентилятор отходящих газов	3.0	0.80	6	17	ВВГнг-LS
Насос насыщенной мисцеллы	15.0	0.80	30	39	ВВГнг-LS
Насос насыщенной мисцеллы	7.5	0.80	15	17	ВВГнг-LS
Конденсатный насос	3.0	0.80	6	17	ВВГнг-LS
Насос сырого масла	4.0	0.80	8	17	ВВГнг-LS
Циркуляционный насос мисцеллы	11.0	0.80	22	25	ВВГнг-LS
Насос растворителя	5.5	0.80	11	17	ВВГнг-LS
Подающий насос	2.2	0.80	4	17	ВВГнг-LS
Вентилятор	7.5	0.80	15	17	ВВГнг-LS
Веюгилятор аварийный	0.3	0.80	1	17	ВВГнг-LS
Лифт	8.9	0.75	19	25	ВВГнг-LS
Насос 1	15.0	0.80	30	39	ВВГнг-LS
Насос 2 резерв	15.0	0.80	30	39	ВВГнг-LS
Электрооогпление диспетчерской	3.0	1.00	5	17	ВВГнг-LS
Рукавный фильтр	3.0	0.75	6	17	ВВГнг-LS

Выбор кабелей, питающие силовые ящики проводится по формуле (19), расчётный ток кабеля определяется с учётом реактивной мощности согласно данным таблицы 3, для ЩС-1:

$$I_{ном} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (16)$$

$$I_{ном} = \frac{\sqrt{142^2 + 114^2}}{1,73 \cdot 0,4} = 263,$$

$$I_{дл} \leq I_{норм.доп},$$

$$263 \text{ А} \leq 274 \text{ А}.$$

Выбирается кабель ВВГнг-LS 5*95.

Расчёт для остальных щитов проводится аналогично и сводится в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор кабелей питания силовых щитов

Элемент сети	P_p , кВт	Q_p , кВар	I_p , А	$I_{доп}$, А	кабель
ЩС-1	142	114	263	274	ВВГнг-LS 5*95
ЩС-2	68	60	131	141	ВВГнг-LS 5*35
ЩС-3	89	70	163	177.00	ВВГнг-LS 5*50
ЩС-4	57	47	107	115.00	ВВГнг-LS 5*25
ЩС-5	70	65	138	141.00	ВВГнг-LS 5*35
ЩС-6	114	73	196	226.00	ВВГнг-LS 5*70
ЩС-7	51	46	100	115.00	ВВГнг-LS 5*25
ЩС-8	58	48	108	115.00	ВВГнг-LS 5*25
ЩС-9	71	54	128	141.00	ВВГнг-LS 5*35
ЩС-10	68	52	124	141.00	ВВГнг-LS 5*35
кабель питания ЩС-1 (ЩС-1-2-3-4-5-6)	495	394	914	1191.00	ВВБШв 4*185
кабель питания ЩС-2 (ЩС-7-8-9-10-осв)	269	203	487	794.00	ВВБШв 4*185

2.4 Проверка проводников напряжением 0,4 кВ цеха экстракции

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо провести проверку.

Выбранные по длительному току и согласованные с током защиты аппаратов сечения внутрицеховых электрических сетей должны быть проверены на потерю напряжения. Допустимая величина медленного изменения напряжения по ГОСТ32144-2013 составляет 10 %.

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{доп.},$$

Для примера рассчитаем потерю напряжения по кабелю питания ЩС-1-2-3-4-5-6 и ЩС 7-8-9-10, %:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot R_{уд} \cdot L + Q_p \cdot X_{уд} \cdot L) \cdot 100\%}{U^2_{н} \cdot 10^{-3}}; \quad (17)$$

$$\Delta U = \frac{(495 \cdot 0,1 \cdot 0,053 + 394 \cdot 0,08 \cdot 0,053) \cdot 100\%}{0,4^2 \cdot 10^{-3}} = 2,7\% ;$$

$$\Delta U = \frac{(114 \cdot 0,268 \cdot 0,011 + 73 \cdot 0,1 \cdot 0,011) \cdot 100\%}{0,4^2 \cdot 10^{-3}} = 0,3\% ;$$

$$2,7\% < 10\% ,$$

$$0,3\% < 10\% .$$

Потеря напряжения по кабелям питания до станков, для примера потеря напряжения до циркуляционного вентилятора:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R_{уд} \cdot L \cdot 100\%}{U_H^2 \cdot 10^{-3}} ;$$

$$\Delta U = \frac{110 \cdot 0,169 \cdot 0,096 \cdot 100\%}{0,4^2 \cdot 10^{-3}} = 1,1\% .$$

$$1,1\% < 10\% .$$

Результаты расчета потери напряжения и сведем в таблицу 7 и 8.

Таблица 7 – Расчет потери напряжения в КЛ питающих ЭП

Группа	P _{ном} , кВт	L, м	ΔU, %	ΔU _{доп} , %
1	2	3	4	5
Скребковый транспортер	11.0	91	4.9	10
Скребковый транспортер горизонтальный	3.0	85	2.0	10
Циркуляционный насос (градирня)	90.0	90	1.3	10
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	4.0	85	2.7	10
Насос воды	2.2	75	1.3	10
Затвор	3	92	2.2	10
Воздушный затвор	1.1	97	0.8	10
Вентилятор	30.0	84	2.0	10
Горизонтальный тостер В	30.0	99	2.3	10
Вентилятор аварийный	3.0	110	2.6	10
Вентилятор	1.5	90	1.1	10
Вентиляторы	0.3	90	0.2	10
Воздушный шлюз	1.1	62	0.3	10
Тостер	90.0	87	1.0	10
Вентилятор тостера	45.0	85	1.5	10
Вытяжной вентилятор	0.6	90	0.4	10
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	5.5	95	4.1	10
Герметичный шнек	5.5	86	3.7	10

Затвор тостера	4.0	86	2.7	10
Затвор тостера	3.0	92	2.2	10
Охладитель шрота	3.7	85	2.5	10

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Охладитель шрота	2.2	85	1.5	10
Воздушный шлюз	2.2	96	1.7	10
Скребокый транспортер	3.0	96	2.3	10
Скребокый транспортер	18.5	96	2.2	10
Подающий скребокый транспортер	15.0	92	2.7	10
Подающий скребокый транспортер	7.5	92	5.4	10
Насос горячей воды	7.5	79	4.6	10
Насос насыщенного масла	4.0	75	2.3	10
Скребокый фильтр	0.2	78	0.1	10
Насос горячей воды	3.0	79	1.9	10
Насос растворителя	4.4	87	3.0	10
Вентилятор циркуляционный	110.0	96	1.1	10
Горизонтальный тостер А	37.0	91	1.9	10
Наклонный скребокый транспортер	15.0	85	2.5	10
Ловушка сухого типа	2.2	90	1.5	10
Затвор	1.5	76	0.9	10
Пылеулавливатель	3.0	115	2.7	10
Экстрактор	7.5	76	4.5	10
Скребокый транспортер	7.5	79	4.6	10
Вентилятор отходящих газов	3.0	72	1.7	10
Насос насыщенной мисцеллы	15.0	90	2.6	10
Насос насыщенной мисцеллы	7.5	90	5.3	10
Конденсатный насос	3.0	82	1.9	10
Насос сырого масла	4.0	84	2.6	10
Циркуляционный насос мисцеллы	11.0	90	4.8	10
Насос растворителя	5.5	71	3.1	10
Подающий насос	2.2	62	1.1	10
Вентилятор	7.5	92	5.4	10
Веюгилятор аварийный	0.3	85	0.2	10
Лифт	8.9	68	3.0	10
Насос 1	15.0	85	2.5	10
Насос 2 резерв	15.0	90	2.6	10
Электрооогпление диспетчерской	3.0	90	2.1	10
Рукавный фильтр	3.0	68	1.6	10

Таблица 8 – Потери напряжения в кабелях питания ЩС

Элемент сети	P_p , кВт	Q_p , кВар	L, км	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км	ΔU , %	$\Delta U_{доп}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ЩС-1	142	114	0.005	0.193	0.1	0.1	10

ЩС-2	68	60	0.006	0.52	0.1	0.2	10
ЩС-3	89	70	0.007	0.387	0.1	0.2	10
ЩС-4	57	47	0.008	0.727	0.1	0.2	10
ЩС-5	70	65	0.01	0.52	0.1	0.3	10

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
ЩС-6	114	73	0.011	0.268	0.1	0.3	10
ЩС-7	51	46	0.011	0.727	0.1	0.3	10
ЩС-8	58	48	0.008	0.272	0.1	0.1	10
ЩС-9	71	54	0.007	0.52	0.1	0.2	10
ЩС-10	68	52	0.005	0.52	0.1	0.1	10
кабель пита- ния ЩС-1 (ЩС-1-2-3-4- 5-6)	495	394	0.053	0.1	0.08	2.7	10
кабель пита- ния ЩС-2 (ЩС-7-8-9- 10-осв)	269	203	0.053	0.1	0.08	1.4	10

Суммарная наибольшая потеря напряжения до ЭП составляет:

$$2,7+0,3+5,4=8,4\% < 10\% .$$

Требование ГОСТ 32144-2013 выполняется, [6].

2.5 Предварительный выбор оборудования напряжением 0,4 кВ цеха экстракции

2.5.1 Выбор силовых распределительных щитов

Применяются щиты управления односторонние марки ЩСУ-1-300(250).

Выбор проводится по длительно допустимому току:

$$I_{дл} \leq I_{норм.доп},$$

Для ЩС-1:

$$263A \leq 300A, \text{ условие выполняется.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9– Выбор ЩС

Элемент сети	$I_{дл}, А$	$I_{норм.доп}, А$	марка
ЩОС	31	100	ЩСУ-1-100
ЩС-1	263	300	ЩСУ-1-300
ЩС-2	131	250	ЩСУ-1-250
ЩС-3	163	250	ЩСУ-1-250
ЩС-4	107	250	ЩСУ-1-250
ЩС-5	138	250	ЩСУ-1-250
ЩС-6	196	250	ЩСУ-1-250
ЩС-7	100	250	ЩСУ-1-250
ЩС-8	108	250	ЩСУ-1-250
ЩС-9	128	250	ЩСУ-1-250
ЩС-10	124	250	ЩСУ-1-250
кабель питания ШС-1 (ЩС-1-2-3-4-5-6)	914	1000	ЩСУ-1-1000
кабель питания ШС-2 (ЩС-7-8-9-10-осв)	487	1000	ЩСУ-1-1000

2.5.2 Выбор автоматических выключателей

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

Для защиты электрических сетей цеха экстракции напряжением до 1 кВ применяются автоматические выключатели. В соответствии с требованиями автоматические выключатели выбирают по условиям:

$$I_{ном. расц} \geq I_{р.мах} ; \quad (18)$$

$$I_{ср.эл.} \geq (1.25-1.35) I_{п} ; \quad (19)$$

где $I_{ном.расц}$ – номинальный ток расцепителя, А;

$I_{р.мах}$ – наибольший расчетный ток нагрузки, А;

$I_{п}$ – пиковый ток, А;

$I_{\text{ср.эл}}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

$$I_{\text{ср.эл}} = (2-10) \cdot I_{\text{ном.расц}} ; \quad (20)$$

$$I_{\text{п}} = I_{\text{р}} + (k_{\text{н}} - 1) \cdot I_{\text{ном.мах}} ; \quad (21)$$

где $I_{\text{ном.мах}}$ – наибольший из токов группы ЭП, А;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток группы ЭП, А.

Выбор автоматического выключателя проводится на примере ЩС-1, выбирается выключатель марки ВА55-41-300 с током расцепителя 300А:

$300\text{А} \geq 263\text{А}$, условие выполняется;

$$I_{\text{п}} = 263 + (5-1) \cdot 181 = 987\text{А};$$

$$I_{\text{ср.эл}} = 300 \cdot 5 = 1500\text{А};$$

$$1500\text{А} \geq 1,35 \cdot 987\text{А};$$

$1500\text{А} \geq 1332\text{А}$ условие выполняется;

Результат выбора сведём в таблицу 10-11.

Таблица 10 – Выбор автоматических выключателей для защиты силовых щитов

Элемент сети	$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{ном расц}}$, А	$I_{\text{ср эл}}$, А	$I_{\text{п}}$, А	условие выбора по расчетному току	условие выбора по пиковому току	марка
ЩС-1	263	300	1500	987	$300 \geq 263$	$1500 \geq 1332,45$	ВА55-41-300
ЩС-2	131	200	1600	903	$200 \geq 131$	$1600 \geq 1219,05$	ВА55-41-200
ЩС-3	163	200	600	323	$200 \geq 163$	$600 \geq 436,05$	ВА55-41-200
ЩС-4	107	160	600	143	$160 \geq 107$	$480 \geq 193,05$	ВА55-41-160
ЩС-5	138	200	1000	454	$200 \geq 138$	$1000 \geq 612,9$	ВА55-41-200
ЩС-6	196	300	900	260	$300 \geq 196$	$900 \geq 351$	ВА55-41-200
ЩС-7	100	200	600	164	$200 \geq 100$	$600 \geq 221,4$	ВА55-41-200
ЩС-8	108	200	600	228	$200 \geq 108$	$600 \geq 307,8$	ВА55-41-200
ЩС-9	128	200	600	248	$200 \geq 128$	$600 \geq 334,8$	ВА55-41-200
ЩС-10	124	200	600	244	$200 \geq 124$	$600 \geq 329,4$	ВА55-41-200
кабель питания ЩС-1 (ЩС-1-2-3-4-5-6)	914	1600	3200	1798	$1600 \geq 914$	$3200 \geq 2427,3$	МЕ-1600
кабель пита-	487	1000	3000	803	$1000 \geq 487$	$3000 \geq 1084,05$	МЕ-1000

ния ШС-2 (ШС-7-8-9-10- осв)							
ЩОС	31	63	189	159	$63 \geq 31$	$189 \geq 214,65$	BA55-41-63

Таблица 11 – Выбор автоматических выключателей для защиты силовых щитов

Элемент сети	I_p, A	$I_{ном}$ расц, A	$I_{ер}$ эл, A	I_p, A	условие выбора по расчетному току	условие вы- бора по пи- ковому току	марка
1	2	3	4	5	6	7	8
Скребок- транспортёр	24	25	125	72	$25 \geq 24$	$125 \geq 97,2$	RMC-1-25
Скребок- транспортёр гори- зонтальный	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16
Циркуляционный насос (градирня)	181	200	1000	543	$200 \geq 181$	$1000 \geq 733,05$	RMC-1- 200
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	8	16	80	24	$16 \geq 8$	$80 \geq 32,4$	RMC-1-16
Насос воды	4	16	80	12	$16 \geq 4$	$80 \geq 16,2$	RMC-1-16
Затвор	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16
Воздушный затвор	2	16	80	6	$16 \geq 2$	$80 \geq 8,1$	RMC-1-16
Вентилятор	60	100	500	180	$100 \geq 60$	$500 \geq 243$	RMC-1- 100
Горизонтальный тостер В	64	100	500	192	$100 \geq 64$	$500 \geq 259,2$	RMC-1- 100
Вентилятор ава- рийный	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16
Вентилятор	3	16	80	9	$16 \geq 3$	$80 \geq 12,15$	RMC-1-16
Вентиляторы	1	16	80	3	$16 \geq 1$	$80 \geq 4,05$	RMC-1-16
Воздушный шлюз	2	16	80	6	$16 \geq 2$	$80 \geq 8,1$	RMC-1-16
Тостер	193	200	1000	579	$200 \geq 193$	$1000 \geq 781,65$	RMC-1- 200
Вентилятор тосте- ра	90	100	500	270	$100 \geq 90$	$500 \geq 364,5$	RMC-1- 100
Вытяжной венти- лятор	1	16	80	3	$16 \geq 1$	$80 \geq 4,05$	RMC-1-16
Герметичный гори- зонтальный скребок- транспортёр	12	16	80	36	$16 \geq 12$	$80 \geq 48,6$	RMC-1-16
Герметичный шнек	12	16	80	36	$16 \geq 12$	$80 \geq 48,6$	RMC-1-16
Затвор тостера	9	16	80	27	$16 \geq 9$	$80 \geq 36,45$	RMC-1-16
Затвор тостера	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16
Охладитель шрота	8	16	80	24	$16 \geq 8$	$80 \geq 32,4$	RMC-1-16
Охладитель шрота	5	16	80	15	$16 \geq 5$	$80 \geq 20,25$	RMC-1-16
Воздушный шлюз	5	16	80	15	$16 \geq 5$	$80 \geq 20,25$	RMC-1-16
Скребок- транспортёр	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16

Скребок- транспортёр	40	63	315	120	63≥40	315≥162	RMC-1-63
Подающий скре- бковый транспортёр	32	40	200	96	40≥32	200≥129,6	RMC-1-40

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Подающий скре- бковый транспортёр	16	25	125	48	25≥16	125≥64,8	RMC-1-25
Насос горячей во- ды	15	16	80	45	16≥15	80≥60,75	RMC-1-16
Насос насыщенно- го масла	8	16	80	24	16≥8	80≥32,4	RMC-1-16
Скребок- фильтр	0,34	16	80	1	16≥0,34	80≥1,35	RMC-1-16
Насос горячей во- ды	6	16	80	18	16≥6	80≥24,3	RMC-1-16
Насос раствори- теля	9	16	80	27	16≥9	80≥36,45	RMC-1-16
Вентилятор цирку- ляционный	221	300	1500	663	300≥221	1500≥895,05	RMC-1- 300
Горизонтальный тостер А	79	100	500	237	100≥79	500≥319,95	RMC-1- 100
Наклонный скре- бковый тр-р	32	40	200	96	40≥32	200≥129,6	RMC-1-40
Ловушка сухого типа	5	16	80	15	16≥5	80≥20,25	RMC-1-16
Затвор	3	16	80	9	16≥3	80≥12,15	RMC-1-16
Пылеулавли- ватель	6	16	80	18	16≥6	80≥24,3	RMC-1-16
Экстрактор	16	25	125	48	25≥16	125≥64,8	RMC-1-25
Скребок- транспортёр	16	25	125	48	25≥16	125≥64,8	RMC-1-25
Вентилятор отхо- дящих газов	6	16	80	18	16≥6	80≥24,3	RMC-1-16
Насос насыщенной мисцеллы	30	40	200	90	40≥30	200≥121,5	RMC-1-40
Насос насыщенной мисцеллы	15	16	80	45	16≥15	80≥60,75	RMC-1-16
Конденсатный насос	6	16	80	18	16≥6	80≥24,3	RMC-1-16
Насос сырого мас- ла	8	16	80	24	16≥8	80≥32,4	RMC-1-16
Циркуляционный насос мисцеллы	22	25	125	66	25≥22	125≥89,1	RMC-1-25
Насос раствори- теля	11	16	80	33	16≥11	80≥44,55	RMC-1-16
Подающий насос	4	16	80	12	16≥4	80≥16,2	RMC-1-16
Вентилятор	15	16	80	45	16≥15	80≥60,75	RMC-1-16
Вентилятор ава- рийный	1	16	80	3	16≥1	80≥4,05	RMC-1-16
Лифт	19	25	125	57	25≥19	125≥76,95	RMC-1-25

Насос 1	30	40	200	90	$40 \geq 30$	$200 \geq 121,5$	RMC-1-40
Насос 2 резерв	30	40	200	90	$40 \geq 30$	$200 \geq 121,5$	RMC-1-40
Электрооопление диспетчерской	5	16	80	15	$16 \geq 5$	$80 \geq 20,25$	RMC-1-16
Рукавный фильтр	6	16	80	18	$16 \geq 6$	$80 \geq 24,3$	RMC-1-16

Все автоматические выключатели проходят по условиям выбора.

2.5.3 Выбор трансформаторов тока

В РУ-0,4 кВ цеха экстракции предусматриваем установку трансформаторов тока (ТТ) на вводах ЩС-1 и ЩС-2.

ТТ выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (22)$$

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

- по току

$$I_{норм} (I_{max}) \leq I_{Iном} \cdot \quad (23)$$

$$914 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

$$487 \text{ А} \leq 500 \text{ А};$$

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

- по конструкции и классу точности – выбираются ТТ марки Т-0,66 измерительные шинные классом точности 0,5.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (24)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} \quad (25)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно [5], по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 0,4 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-365		0.55	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ 6850М (Энергомера)	0.2		0.2
Ватметр	Ц-1428	0.6		0.6
Варметр	Ц-1628	0.6		0.6
Итого		1.4	0.55	1.4

Из таблицы 12 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (26)$$

$$Z_{2H} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (27)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.4}{5^2} = 0.056 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (28)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом,}$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}.$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.056 = 0.191 \text{ Ом.}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$).

$$0,191 \text{ Ом} \leq 0,2 \text{ Ом.}$$

ТТ выбраны правильно.

2.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ цеха экстракции

Для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ составляется расчётная схема (выше) и схема замещения (ниже), рисунок 4.

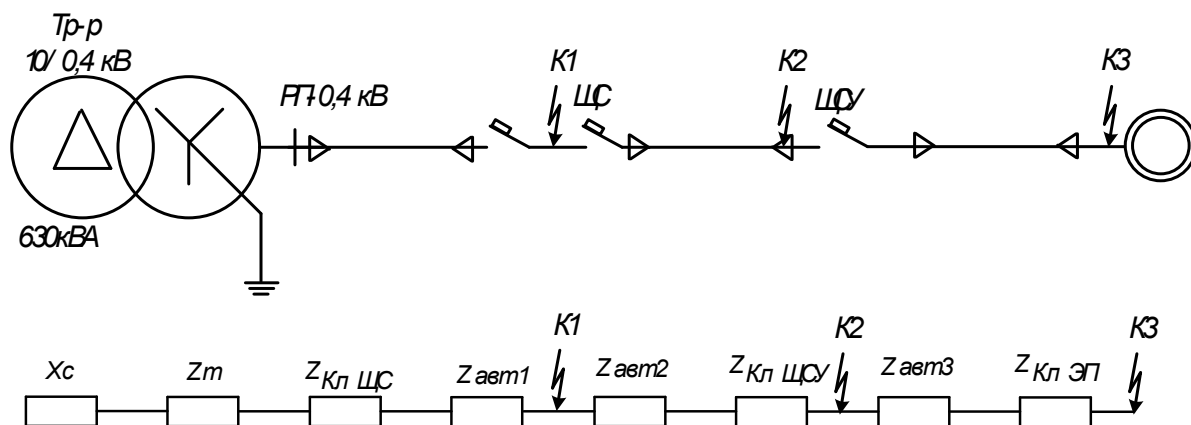


Рисунок 4 – Расчёт токов КЗ

Выбираются характерные точки КЗ по сети 0,4 кВ для оценки наибольших (для проверки динамической стойкости) и наименьших (для проверки чувствительности защиты) уровней токов КЗ, [5]. Схема на рисунке 4 соответствует с рисунком 4

Характерные точки для ЩС-1:

- Кабельная линия ВБШВ 3*185 длиной 53 м до общего ЩС-1, кабельная линия ВВГнг-LS 5*95 длиной 5 м до ближайшего ЩСУ-1, кабельная линия ВВГнг-LS 4*2,5 длиной 85 м до ближайшего горизонтального скребкового транспортера;

- Кабельная линия ВБШВ 3*185 длиной 53 м до общего ЩС-1, кабельная линия ВВГнг-LS 5*70 длиной 11 м до удаленного ЩСУ-6, кабельная линия ВВГнг-LS 4*2,5 длиной 92 м до удаленного рабочего вентилятора.

Характерные точки для ЩС-2:

- Кабельная линия ВБШВ 3*185 длиной 53 м до общего ЩС-2, кабельная линия ВВГнг-LS 5*35 длиной 5 м до ближайшего ЩСУ-10, кабельная линия ВВГнг-LS 4*2,5 длиной 59 м до ближайшего рукавного фильтра;

- Кабельная линия ВБШВ 3*185 длиной 53 м до общего ЩС-2, кабельная линия ВВГнг-LS 5*25 длиной 11 м до удаленного ЩСУ-7, кабельная линия ВВГнг-LS 4*2,5 длиной 92 м до удаленного аварийного вентилятора.

Определяются параметры схемы замещения.

Сопrotивление системы определяется по следующей формуле, мОм:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (29)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22,$$

где U_{HH} - среднее напряжение низкой стороны трансформатора, в данном случае равно 380 В;

$I_{Kc}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, равный 10 кА.

Для трансформатора ТМ-630/10 $r_{mp} = 3,4 \text{ мОм}$, $x_{mp} = 13,6 \text{ мОм}$.

Сопrotивления линий до ближайшего горизонтального скребкового транспортера; определяются по формуле:

$$\begin{aligned} r &= r_0 \cdot l; \\ x &= x_0 \cdot l; \end{aligned} \quad (30)$$

где r_0 и x_0 - удельные сопrotивления кабельных линий, мОм/м;

l - длина линии, м.

$$r_{\text{ЩС-1}} = 0,1 \cdot 53 = 5,3 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ЩС-1}} = 0,08 \cdot 53 = 4,24 \text{ мОм}.$$

$$r_{\text{ЩСВ-1}} = 0,193 \cdot 5 = 0,965 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ЩСВ-1}} = 0,1 \cdot 5 = 0,5 \text{ мОм}.$$

$$r_{\text{ЭП}} = 12,5 \cdot 85 = 1062,5 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ЭП}} = 0,1 \cdot 85 = 8,5 \text{ мОм}.$$

Сопrotивление автоматических выключателей до ближайшего горизонтального скребкового транспортера, мОм:

$$R_{\text{КОНТ1}} = 0.15, \quad R_{\text{РАСЦ1}} = 0.41, \quad X_{\text{РАСЦ1}} = 0.13.$$

$$R_{КОНГ2} = 0.2, R_{РАСЦ2} = 0.65, X_{РАСЦ2} = 0.17.$$

$$R_{КОНГ3} = 0.5, R_{РАСЦ3} = 2.15, X_{РАСЦ3} = 1.2.$$

Необходимо учитывать переходное сопротивление 5 мОм на каждой ступени по мере удаления от шин КТП, для первой точки КЗ принимается 15 мОм. Суммарное сопротивление для точки К1 ЩСУ-1, мОм:

$$R_{\Sigma} = r_{mp} + R_{КОНГ1} + R_{РАСЦ1} + r_{ЩС-1} + r_{перех};$$

$$R_{\Sigma} = 3.4 + 0.15 + 0.41 + 5.3 + 15 = 24.3;$$

$$x_{\Sigma} = x_c + x_{mp} + X_{РАСЦ1} + x_{ЩС-1};$$

$$x_{\Sigma} = 22 + 13.6 + 0.13 + 4.24 = 39.9;$$

Для остальных точек расчёт суммарного сопротивления проводится аналогично, результат показан в таблице 13.

Таблица 13 – Сопротивления участков сети 0,4 кВ для расчёта токов КЗ

Точка КЗ	К1 ЩСУ -1	К2 ЩСУ -1	К3 ЩСУ- 1	К1 ЩСУ -6	К2 ЩСУ -6	К3 ЩСУ- 6	К1 ЩСУ -10	К2 ЩСУ -10	К3 ЩСУ -10	К1 ЩСУ -7	К2 ЩСУ -7	К3 ЩСУ-7
X_c , мОм	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
$R_{тр}$, мОм	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
$X_{тр}$, мОм	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
$R_{авт\ ввод}$, мОм	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
$X_{авт\ ввод}$, мОм	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
$R_{кл}$, мОм	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
$X_{кл}$, мОм	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24
$R_{авт\ ЩСУ}$, мОм		0,85	0,85		0,85	0,85		1,5	1,5		1,5	1,5
$X_{авт\ ЩСУ}$, мОм		1,17	1,17		1,17	1,17		0,5	0,5		0,5	0,5
$R_{кл}$, мОм		0,965	0,965		2,948	2,948		2,6	2,6		7,997	7,997
$X_{кл}$, мОм		0,5	0,5		1,1	1,1		0,5	0,5		1,1	1,1
$R_{авт\ ЭП}$, мОм			2,65			2,65			2,65			2,65
$X_{авт\ ЭП}$, мОм			1,2			1,2			1,2			1,2
$R_{кл}$, мОм			1062,5			1150			737,5			1150
$X_{кл}$, мОм			8,5			9,2			5,9			9,2
$R_{перех}$, мОм	15	20	25	15	20	25	15	20	25	15	20	25
R_{Σ} , мОм	24,3	31,1	1101,2	24,3	33,1	1190,7	24,3	33,4	778,5	24,3	38,8	1196,4

X_{Σ} , мОм	39,9	41,6	51,3	39,9	42,2	52,6	39,9	40,9	48,0	39,9	41,5	51,9
Z_{Σ} , мОм	46,7	51,9	1102,4	46,7	53,6	1191,9	46,7	52,8	780,0	46,7	56,8	1197,5

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{HH}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}};$$

$$I_{K1} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{24,3^2 + 39,9^2}} = 4,95 \text{ кА}.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}},$$

$$T_a = \frac{39,9}{314 \cdot 24,3} = 0,005 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}} = 1,15.$$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_{\text{уд}} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}.$$

$$i_{\text{уд}} = 1,15 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,95 = 8,01 \text{ кА}.$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{K1}^1 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2}},$$

$$I_{K1}^1 = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(3 \cdot 24,3)^2 + (3 \cdot 39,9)^2}} = 4,69 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчёт ведётся аналогично, результат показан в таблице 14.

Таблица 14 – Токи КЗ в сети 0,4 кВ цеха

Точка КЗ	К1 ЩСУ-1	К2 ЩСУ-1	К3 ЩСУ-1	К1 ЩСУ-6	К2 ЩСУ-6	К3 ЩСУ-6	К1 ЩСУ-10	К2 ЩСУ-10	К3 ЩСУ-10	К1 ЩСУ-7	К2 ЩСУ-7	К3 ЩСУ-7
$I^{(3)}$, кА	4,95	4,45	0,21	4,95	4,31	0,19	4,95	4,38	0,30	4,95	4,07	0,19
$I^{(1)}$, кА	4,69	4,22	0,20	4,69	4,09	0,18	4,69	4,15	0,28	4,69	3,86	0,18
T_a , с	0,005	0,004	0,0001	0,005	0,004	0,0001	0,0052	0,0039	0,0002	0,0052	0,0034	0,0001
$K_{уд}$	1,15	1,10	1,00	1,15	1,09	1,00	1,15	1,08	1,00	1,15	1,05	1,00
$I_{уд}$, кА	8,01	6,88	0,30	8,01	6,60	0,27	8,01	6,65	0,42	8,01	6,05	0,27

2.7 Проверка оборудования цеха экстракции напряжением 0,4 кВ

Предварительно выбранные аппараты необходимо проверить по чувствительности к токам короткого замыкания.

2.7.1 Проверка силовых распределительных щитов

Силовые щиты проверяются на электродинамическую стойкость по условию:

$$i_{уд} < i_{уд.дон},$$

где $i_{уд.дон}$ – допустимая электродинамическая стойкость, 10 кА по паспортным данным силовых щитов [7].

Для ЩСУ-1:

$$6,88 \text{ кА} < 10 \text{ кА}.$$

Для остальных щитов расчёт проводится аналогично, результат показан в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка силовых щитов на электродинамическую стойкость

Силовой ящик	$i_{вд}$, кА	$i_{уддоп}$, кА
ЩС-1	6,9	10
ЩС-2	6,9	10
ЩС-3	6,9	10
ЩС-4	6,9	10
ЩС-5	6,9	10
ЩС-6	6,6	10
ЩС-7	6,05	10
ЩС-8	6,05	10
ЩС-9	6,05	10
ЩС-10	6,65	10
ЩС-1 общий (ЩС-1-2-3-4-5-6)	8,01	10
ЩС-2 общий (ЩС-7-8-9-10-осв)	8,01	10
ЩОС	8,01	10

Все щиты проверку проходят.

2.7.2 Проверка автоматических выключателей

1. Проверка по согласованию теплового расцепителя с сечением выбранных элементов сети осуществляется по условию:

$$I_{ном.расц} \leq 1,5 \cdot I_{дл.доп}, \quad (31)$$

где $I_{ном.расц}$ – номинальный ток расцепителя, А;

$I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток элемента сети, А.

Для ЩСУ-1:

$$300 \text{ А} \leq 274 \cdot 1,5 \text{ А},$$

$$300 \text{ А} \leq 411 \text{ А}.$$

Проверка по согласованию теплового расцепителя с сечением представлена в таблицах 16-17.

Таблица 16 – Проверка автоматических выключателей защиты силовых щитов

Элемент сети	Ином расц,А	Идоп,А	условие проверки
ЩС-1	300	274	$300 \leq 411$
ЩС-2	200	141	$200 \leq 211,5$
ЩС-3	200	177	$200 \leq 265,5$
ЩС-4	160	115	$160 \leq 172,5$
ЩС-5	200	141	$200 \leq 211,5$
ЩС-6	300	226	$300 \leq 339$
ЩС-7	200	115	$200 \leq 172,5$
ЩС-8	200	115	$200 \leq 172,5$
ЩС-9	200	141	$200 \leq 211,5$
ЩС-10	200	141	$200 \leq 211,5$
ЩС-1 общий (ЩС-1-2-3-4-5-6)	1600	1191	$1600 \leq 1786,5$
ЩС-2 общий (ЩС-7-8-9-10-осв)	1000	794	$1000 \leq 1191$
ЩОС	63	63	$63 \leq 94,5$

Таблица 17 – Проверка автоматических выключателей защиты станков

Группа	Ином расц,А	Иддоп, А	условие проверки по согласованию
1	2	3	4
Скребковый транспортер	25	25	$25 \leq 37,5$
Скребковый транспортер горизонтальный	16	17	$16 \leq 25,5$
Циркуляционный насос (градирня)	200	184	$200 \leq 276$
Откачивающий насос тарельчатого дистиллятора	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос воды	16	17	$16 \leq 25,5$
Затвор	16	17	$16 \leq 25,5$
Воздушный затвор	16	17	$16 \leq 25,5$
Вентилятор	100	69	$100 \leq 103,5$
Горизонтальный тостер В	100	69	$100 \leq 103,5$
Вентилятор аварийный	16	17	$16 \leq 25,5$

Вентилятор	16	17	$16 \leq 25,5$
Вентиляторы	16	17	$16 \leq 25,5$
Воздушный шлюз	16	25	$16 \leq 37,5$
Тостер	200	216	$200 \leq 324$
Вентилятор тостера	100	101	$100 \leq 151,5$
Вытяжной вентилятор	16	17	$16 \leq 25,5$
Герметичный горизонтальный скребковый тр-р	16	17	$16 \leq 25,5$
Герметичный шнек	16	17	$16 \leq 25,5$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
Затвор тостера	16	17	$16 \leq 25,5$
Затвор тостера	16	17	$16 \leq 25,5$
Охладитель шрота	16	17	$16 \leq 25,5$
Охладитель шрота	16	17	$16 \leq 25,5$
Воздушный шлюз	16	17	$16 \leq 25,5$
Скребковый транспортер	16	17	$16 \leq 25,5$
Скребковый транспортер	63	55	$63 \leq 82,5$
Подающий скребковый транспортер	40	39	$40 \leq 58,5$
Подающий скребковый транспортер	25	17	$25 \leq 25,5$
Насос горячей воды	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос насыщенного масла	16	17	$16 \leq 25,5$
Скребковый фильтр	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос горячей воды	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос растворителя	16	17	$16 \leq 25,5$
Вентилятор циркуляционный	300	240	$300 \leq 360$
Горизонтальный тостер А	100	83	$100 \leq 124,5$
Наклонный скребковый транспортер	40	39	$40 \leq 58,5$
Ловушка сухого типа	16	17	$16 \leq 25,5$
Затвор	16	17	$16 \leq 25,5$
Пылеулавливатель	16	17	$16 \leq 25,5$
Экстрактор	25	17	$25 \leq 25,5$
Скребковый транспортер	25	17	$25 \leq 25,5$
Вентилятор отходящих газов	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос насыщенной мисцеллы	40	39	$40 \leq 58,5$
Насос насыщенной мисцеллы	16	17	$16 \leq 25,5$
Конденсатный насос	16	17	$16 \leq 25,5$
Насос сырого масла	16	17	$16 \leq 25,5$
Циркуляционный насос мисцеллы	25	25	$25 \leq 37,5$
Насос растворителя	16	17	$16 \leq 25,5$
Подающий насос	16	17	$16 \leq 25,5$

Вентилятор	16	17	$16 \leq 25,5$
Веюгилятор аварийный	16	17	$16 \leq 25,5$
Лифт	25	25	$25 \leq 37,5$
Насос 1	40	39	$40 \leq 58,5$
Насос 2 резерв	40	39	$40 \leq 58,5$
Электрооогпление диспетчерской	16	17	$16 \leq 25,5$
Рукавный фильтр	16	17	$16 \leq 25,5$

2. Проверка по чувствительности к токам КЗ осуществляется по условию:

$$I_{кз\min}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.эл}, \quad (32)$$

где $I_{кз\min}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ, А;

$I_{ср.эл}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А.

Выполним проверку по чувствительности в характерных местах схемы электроснабжения цеха.

Для ЩСУ-1:

$$4,22 \text{ кА} \leq 1,5 \cdot 1,25 \text{ кА},$$

$$4,22 \text{ кА} \leq 1,875 \text{ кА}.$$

Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам КЗ представлена в таблицах 18-19.

Таблица 18 – Проверка автоматических выключателей силовых щитов по чувствительности к токам КЗ

Элемент сети	$I_{кз\min}^{(1)}$, кА	$I_{ср.эл}$, кА	Проверка по чувствительности к токам КЗ
ЩС-1	4,22	1,50	$4,22 \geq 1,875$
ЩС-2	4,22	1,60	$4,22 \geq 2$
ЩС-3	4,22	0,60	$4,22 \geq 0,75$
ЩС-4	4,22	0,48	$4,22 \geq 0,6$
ЩС-5	4,22	1,00	$4,22 \geq 1,25$
ЩС-6	4,09	0,90	$4,09 \geq 1,125$

ЩС-7	3,86	0,60	$3,86 \geq 0,75$
ЩС-8	4,15	0,60	$4,15 \geq 0,75$
ЩС-9	4,15	0,60	$4,15 \geq 0,75$
ЩС-10	4,15	0,60	$4,15 \geq 0,75$
ЩС-1 общий (ЩС-1-2-3-4-5-6)	4,69	3,20	$4,69 \geq 4$
ЩС-2 общий (ЩС-7-8-9-10-осв)	4,69	3,00	$4,69 \geq 3,75$
ЩОС	4,69	0,19	$4,69 \geq 0,23625$

Таблица 19 – Проверка автоматических выключателей станков по чувствительности к токам КЗ

Элемент сети	$I_{кз\min}^{(1)}$, кА	$I_{ср\ эл}$, кА	Проверка по чувствительности к токам КЗ
Горизонтальный скребковый транспортёр	0,2	0,08	$0,2 \geq 0,1$
рабочий вентилятор	0,18	0,08	$0,18 \geq 0,1$
рукавный фильтр	0,28	0,08	$0,28 \geq 0,1$
аварийный вентилятор	0,18	0,08	$0,18 \geq 0,1$

2.7.3 Проверка трансформаторов тока

Проверки проводятся:

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}, \quad (33)$$

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

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

Термическую стойкость проверяем по формуле:

$$BK = I_{н.о. PV 0,4кВ}^2 \cdot (t_{отк} + T_{Al}); \quad (34)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045$ с с учетом времени селективности защит 2с.

$I_{н.о.РУ0,4кВ}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ЩС, кА.

$$B_K = 4,95^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 2) = 50,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \tag{35}$$

где I_T - ток термической стойкости Т-0,66, 10 кА по справочнику;

t_T - время термической стойкости 3с, по справочнику;

$$B_{HK} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка трансформатора тока для РУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$ $I_H = 500 \text{ А}$	$I_{P1} = 914 \text{ А}$ $I_{P2} = 487 \text{ А}$	$I_H \geq I_{Pmax}$
$Z_{2H} = 0,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.2)	$Z_{HP} = 0,191 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 50,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 20 \text{ кА}$	$I_{УД} = 8 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

ТТ проверку проходят.

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

3.1 Выбор номинального напряжения внутреннего электроснабжения

Фактически электроснабжение завода по переработке сои осуществляется от шин 10 кВ ПС 35/10 «Промышленная» (удаление от территории завода 0,3 км), принимается напряжение линий 10 кВ.

3.2 Анализ существующей схемы внутреннего электроснабжения завода

Существующая схема внутреннего электроснабжения завода включает 6 ТП и один РП-10 кВ Мельницы. По конфигурации сети 10 кВ схема смешанная радиальная, магистральная, часть ТП имеет двухстороннее питание.

Недостатки существующей схемы сети 10 кВ:

- подключение ТП-2 (Элеватор-1) осуществляется кабелями 10 кВ от одной секции шин (2 сш) ТП-3 (Элеватор-2). В таком случае нет необходимости секционирования выключателем шин 10 кВ ТП-3, необходимо переподключить один из питающих кабелей ТП-2 на сш-1 ТП-3, тем самым обеспечится АВР на ТП-2 при отсутствии питания на шинах сш-2 ТП-3;

- РУВН двухтрансформаторной ТП-5 (Насосная) выполнено без секционирования разъединителем. При таком подключении один трансформатор нормально подключен к РП Мельницы, второй трансформатор имеет двухстороннее питание от ТП-6 (Котельная) и РП Мельницы. В таком случае резервная связь с шинами 10 кВ ПС Промышленная через шины ТП-6 (Котельная) возможна только при работе одного трансформатора на ТП-5 (Насосная);

- Применение секционирования на стороне ВН ТП-5 (Насосная) позволит отказаться от резервной КЛ-10 кВ РП Мельницы – ТП-5 (Насосная);

- Отсутствие секционного выключателя на РП Мельницы;

- Отсутствие секционного разъединителя на ТП-2 (Элеватор-1).

Недостатки существующего оборудования 10 кВ:

- в РП Мельницы и на стороне ВН ТП-3 применяются КРУ и устаревшие масляные выключатели ВМП, необходима их замена на КРУ К-63 с выкатными вакуумными выключателями ВВ/Тел;

- в РП Мельницы отсутствуют ограничители перенапряжения, на ТП-3 необходимо заменить вентильные разрядники на нелинейные ограничители перенапряжения ОПН/Тел-10;

- на всех ТП необходима замена силовых трансформаторов 10 кВ серии ТМЗ, нормативный срок службы трансформаторов 25 лет (ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»), срок эксплуатации существующих трансформаторов – 33 года. (1983 г.в.);

- силовые кабели марки ААШВУ, выработавшие нормативный срок эксплуатации необходимо заменить на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвВНГ;

- в РП Мельницы и на стороне ВН ТП-3 применяются трансформаторы тока ТПЛ-10 с истекшим сроком поверки и одной вторичной обмоткой (ТП-3). Для организации системы АИИСКУЭ применяются ТТ серии ТОЛ-10-1 с двумя вторичными обмотками (раздельные цепи учета и измерения);

- отходящие от РП Мельницы кабельные линии оборудуются трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗНП.

3.3 Расчёт нагрузок КТП

По имеющейся максимальной мощности в замерный день на шинах 0,4 кВ ТП определяется мощность трансформаторов на ТП.

Нагрузка проектируемой ТП-7 взята по результату расчёта низковольтного электроснабжения цеха экстракции. Максимальная нагрузка ТП дополняется перспективной нагрузкой, подключаемой к трансформатору ТП в период с 2016 по 2020гг.

Расчётная нагрузка ТП представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

Наименование ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	Кз факт	$S_{\text{факт ТП}}$, кВА	примечание
КТП-1 (Т-1,2)	1557	761	1733	0,54	1600	Оптимальная нагрузка
КТП-1 (Т-3)	996	487	1109	1,76	630	Перегружен
КТП-2	716	350	797	0,63	630	Оптимальная нагрузка
КТП-3	623	304	693	0,87	400	Перегружен
КТП-4	747	365	832	2,08	400	Перегружен
КТП-5	105	34	111	0,55	100	Оптимальная нагрузка
КТП-6	526	172	553	0,69	400	Оптимальная нагрузка
КТП-7	663	515	840	-	-	-

3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Выбираем мощность трансформатора КТП-7 для цеха экстракции, кВА,

[7]:

$$S_T = \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T}, \quad (36)$$

$$S_T = \frac{663}{2 \cdot 0,7} = 474 \text{ кВА},$$

т.е. необходим трансформатор ТМ-630/10.

Компенсацию реактивной мощности произведем по следующему алгоритму:

Определим реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,4 кВ из сети 10 кВ через трансформатор:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_p^2}, \quad (37)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 663^2} = 582 \text{ квар}.$$

Определим мощность низковольтных батарей конденсаторов НБК:

$$Q_{HK1} = Q_P - Q_T, \quad (38)$$

$$Q_{HK1} = 515 - 581 = -67 \text{ кВар},$$

$$Q_{HK2} = Q_P - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T, \quad (39)$$

$$Q_{HK2} = 515 - 0 - 0,35 \cdot 2 \cdot 630 = 74 \text{ квар},$$

где $\gamma = f(K_1, K_2) = 0,35$, K_1 и K_2 определяются по [4].

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (40)$$

$$Q_{HK\Sigma} = 0 + 74 = 74 \text{ квар}$$

Для компенсации реактивной мощности применим автоматическую установку АУКРМ – 100 - 0,4 –67У3 на 100 кВар.

Нескомпенсированная реактивная мощность ТП:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{HK \Phi}, \quad (41)$$

$$Q_{неск} = 515 - 100 = 415 \text{ квар}.$$

Для остальных КТП результаты расчётов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор мощности трансформаторов КТП

№ ТП	P_p , кВт	K_3	$N_{тр}$	$S_{р \text{ ТП}}$, кВА	Q_p , кВАр	S_{Φ} ТП, кВА	Q_T , кВАр	Q_{HK1} , кВАр	Q_{HK2} , кВАр	Q_{HK} , кВАр	$Q_{HK \Phi}$, кВАр	$Q_{неск}$, кВАр
КТП-1 (Т-1,2)	1557	0,70	2	1112	761	1600	1610	-849	-359	-1208	0	761
КТП-1 (Т-3)	996	0,80	1	1246	487	1600	803	-316	-73	-389	0	487
КТП-2	716	0,70	2	512	350	630	515	-165	-91	-255	0	350
КТП-3	623	0,70	2	445	304	630	625	-320	-137	-320	0	304
КТП-4	747	0,80	1	934	365	1000	285	80	-65	80	100	265
КТП-5	105	0,70	2	75	34	100	92	-58	-36	-94	0	34
КТП-6	526	0,70	2	376	172	400	192	-21	-108	-129	0	172
КТП-7	663	0,70	2	474	515	630	582	-67	74	74	100	415

3.5 Приведенная нагрузка ТП

При помощи приведения нагрузок по формулам со стороны НН на сторону ВН ТП определим расчётный ток по линиям 10 кВ.

Полные активные потери определяются по следующей формуле, для двухтрансформаторной ТП-1:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K / 2; \quad (42)$$

$$\Delta P_T = 3,3 \cdot 2 + 0,54^2 \cdot 18 / 2 = 9,2 \text{ кВт} ,$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина [9];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина [9].

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K / 2; \quad (43)$$

$$\Delta Q_T = 20,8 \cdot 2 + 0,54^2 \cdot 88 / 2 = 55 \text{ квар} ,$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода, находим как:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}; \quad (44)$$

$$\Delta Q_X = 1600 \cdot \frac{1,3}{100} = 20,8 \text{ квар} ,$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина, %;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания. находим как

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (45)$$

$$\Delta Q_K = 1600 \cdot \frac{5,5}{100} = 88 \text{ квар} ,$$

где U_k - напряжение короткого замыкания, %.

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, суммируем с ранее определёнными нагрузками по формуле, для ТП-1:

$$S_{BH\ TП} = \sqrt{(P_{TП} + \Delta P_{T1})^2 + (Q_{TП} + \Delta Q_{TП})^2}; \quad (46)$$

$$S_{BH\ TП} = \sqrt{(877,86 + 5,2)^2 + (314 + 34,7)^2} = 968\text{ кВА}.$$

Сведём результат в таблицу 23.

Таблица 23 – Пересчёт нагрузки на ТП на сторону 10 кВ

№ ТП	$P_{p\ 0,4}$ кВ, кВт	$Q_{неск.}$ кВАр	$K_{з\ факт}$	$K_{з\ авар}$	$\Delta P_{X,}$ кВт	$\Delta P_{K,}$ кВт	$U_K,$ %	$I_X,$ %	$\Delta P_{T,}$ кВт	$\Delta Q_{T,}$ кВт	$P_{p\ 10\ кВ,}$ кВт	$Q_{p\ 10\ кВ,}$ кВАр	$S_{p\ 10\ кВ,}$ кВА
КТП-1 (Т-1,2)	1557	761	0,54	1,08	3,3	18,0	5,5	1,3	9,2	55	1566	816	1766
КТП-1 (Т-3)	996	487	0,69	0,69	3,3	18,0	5,5	1,3	12,0	63	1008	550	1149
КТП-2	716	350	0,63	1,27	1,6	7,6	5,5	2,0	4,6	32	721	382	816
КТП-3	623	304	0,55	1,10	1,6	7,6	5,5	2,0	4,3	30	627	335	711
КТП-4	747	265	0,79	0,79	2,5	12,2	5,5	1,4	10,1	49	757	314	820
КТП-5	105	34	0,55	1,11	0,4	2,0	4,6	2,6	1,0	6	106	40	114
КТП-6	526	172	0,69	1,38	1,1	5,5	4,5	2,1	3,4	21	529	193	563
КТП-7	663	415	0,62	1,24	1,6	7,6	5,5	2,0	4,6	32	668	447	803
всего											5983,2	3077,0	

3.6 Выбор марки и сечения питающих линий 10 кВ

Выбор питающего кабеля напряжением 10 кВ для питания РП-Мельницы проводится по нагреву длительно расчётным током, рисунок 5.

Выбираем кабели марки АПвВНГ:

- трехжильный кабель,
- жилы алюминиевые,
- изоляция из сшитого полиэтилена,
- ПВХ оболочка с низким газовыделением при горении, [13].

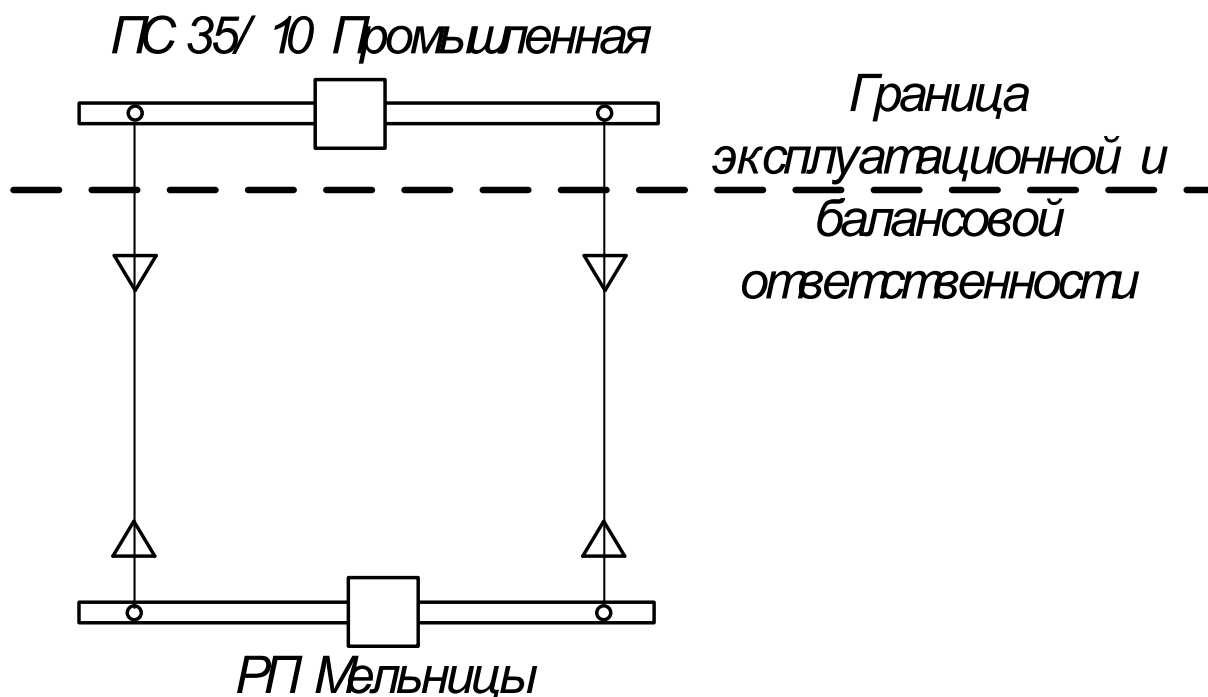


Рисунок 5 – Подключение РП-Мельницы

Расчетный ток кабелей двухцепной линии определяется по формуле, [9]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (47)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{5983,2^2 + 3077^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 194 \text{ A}.$$

Выбираем кабель марки АПвВНГ 3х70 по [9]:

$$I_{\text{доп справ}} = 240 \text{ А},$$

Допустимый ток кабельной линии сечением 70 мм² с поправкой на условия прокладки определяется по формуле, [9]:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп справ}} \cdot K_{\text{сниж}} \cdot K_{\text{перегр}} \cdot K_t, \quad (48)$$

$$I_{\text{доп}} = 240 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1 = 240 \text{ А},$$

где $I_{\text{доп справ}}$ - справочная величина, [9];

$K_{\text{сниж}}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух цепей в траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,9;

$K_{\text{перегр}}$ - для кабелей 10 кВ предварительно загруженных на 80% при прокладке в земле с учётом 6-ти часового промежутка времени на ликвидацию аварии принимается 1,1;

K_t - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружающего воздуха 25⁰ С.

Условие выбора выполняется:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (49)$$

$$194 \leq 240 \text{ А}$$

Проверку по потере напряжения выполняем при условии, что в работе 2 цепи, [9]:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot R_{\text{л}} + Q_p \cdot X_{\text{л}}) \cdot 100\%}{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^{-3}}, \quad (50)$$

$$\Delta U = \frac{(5983,2 \cdot 0,4 + 3077 \cdot 0,09) \cdot 100\%}{10^2 \cdot 10^{-3}} = 1,3\%$$

где R_n - активное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$R_n = r_{уд} \cdot l, \quad (51)$$

$$R_n = 0,443 \cdot 0,9 = 0,4,$$

где $r_{уд}$ - удельное активное сопротивление кабельной линии, 0,443 Ом*км,
[9];

l - длина линии, по заданию 0,9 км;

X_n - реактивное сопротивление кабельной линии, Ом;

$$X_n = x_{уд} \cdot l, \quad (52)$$

$$X_n = 0,1 \cdot 0,9 = 0,09,$$

где $x_{уд}$ - удельное реактивное сопротивление кабельной линии, 0,1 Ом*км,
[9];

Выбранный кабель проходит по всем условиям проверки, учитывая обрыв одной цепи, когда потеря напряжения 2,6%, что допустимо по [9].

3.7 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Распределительные сети на территории завода выполняются кабельными линиями.

Прокладка КЛ осуществляется в траншеях, туннелях, блоках, открыто по стенам или под перекрытиями зданий, по галереям и эстакадам.

Используем магистральную, радиальную и кольцевую схему. Магистрали, питающие двухтрансформаторные ТП выполняем двойными для соблюдения требований надёжности.

Выбора кабелей проводится аналогично п.3.6, выбранные сечения необходимо проверить по допустимой потере напряжения, согласно п.3.6.

На рисунке 6 представлены варианты сети 10 кВ.

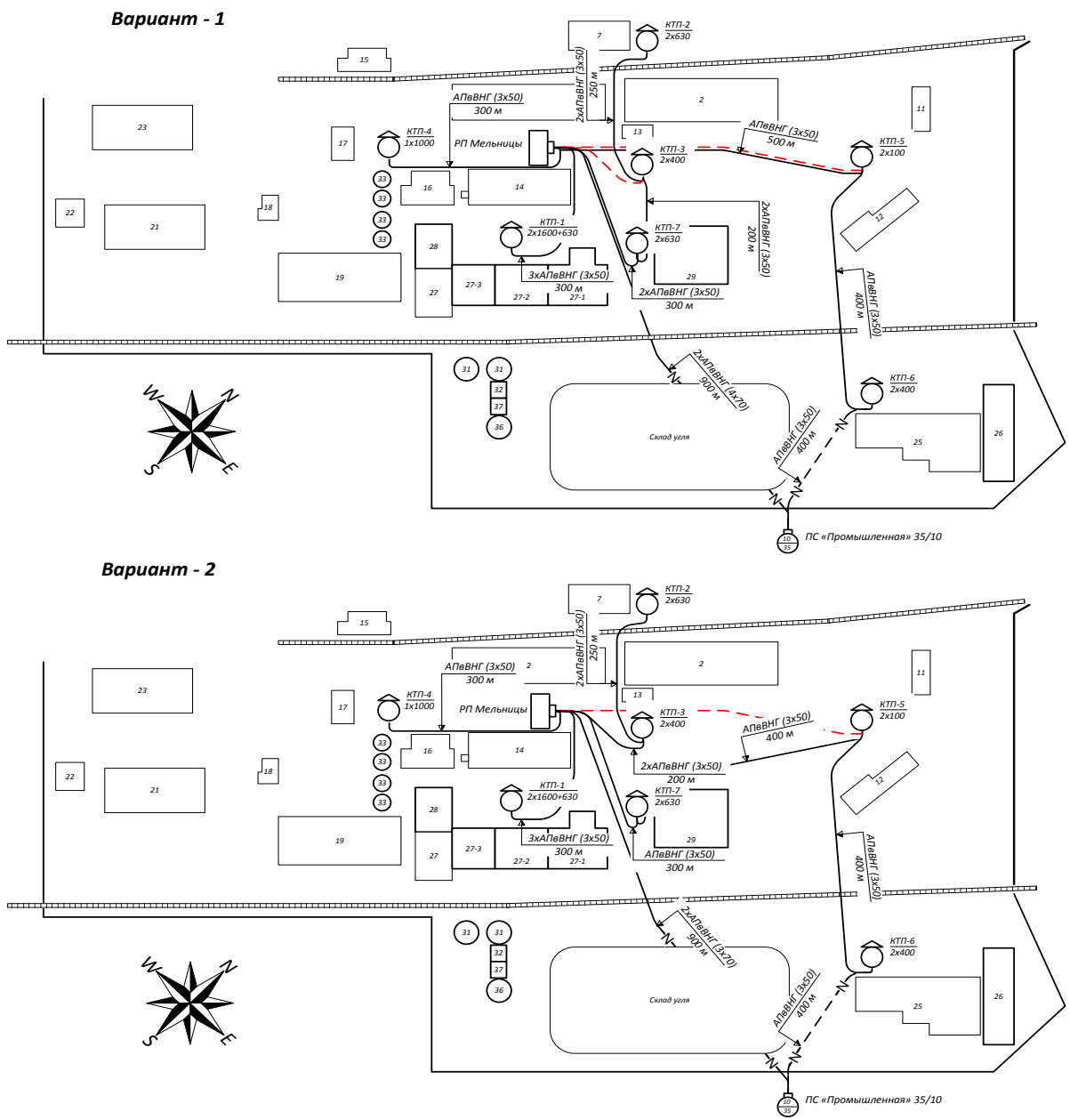


Рисунок 6 – Варианты сети 10 кВ

Результаты расчёта представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор кабелей внутреннего электроснабжения предприятия

Питаемые ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$I_{p\text{ КЛ}}$, А	$I_{\text{доп КЛ}}$, А	L, км	$F_{\text{КЛ}}$, мм ²
ТП 7-3-2 (вариант 1)	2015,5	1164,1	67	195	0,75	50
ТП 1 (вариант 1)	2574,7	1366,0	168	195	0,30	50
ТП 4 (вариант 1)	757,5	314,0	47	195	0,30	50
ТП 5-6 (вариант 1)	635,6	232,9	39	195	0,90	50
ТП 3-2 (вариант 2)	1347,9	717,2	44	195	0,45	50
ТП 7-5-6 (вариант 2)	1303,1	679,8	85	195	1,10	50
ТП 6-5-7 (вариант 2 аварийный)	1303,1	679,8	85	195	1,20	50
РП	5983,2	3077,0	194	240	0,9	70

Результаты проверки кабелей представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка кабелей внутреннего электроснабжения

Питаемые ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	L , км	$F_{ВЛ}$, мм ²	$R_{ВЛ}$, Ом/км	$\Delta U_{ВЛ}$ норм, %	$\Delta U_{ВЛ}$ авар, %
ТП 7-3-2 (вариант 1)	2015,5	1164,1	0,75	50	0,641	0,5	1
ТП 1 (вариант 1)	2574,7	1366,0	0,30	50	0,641	0,5	1
ТП 4 (вариант 1)	757,5	314,0	0,30	50	0,641	0,2	0,4
ТП 5-6 (вариант 1)	635,6	232,9	0,90	50	0,641	0,4	0,8
ТП 3-2 (вариант 2)	1347,9	717,2	0,45	50	0,641	0,2	0,4
ТП 7-5-6 (вариант 2)	1303,1	679,8	1,10	50	0,641	1,0	2
ТП 6-5-7 (вариант 2 аварийный)	1303,1	679,8	1,20	50	0,641	1,1	2,2
РП	5983,2	3077,0	0,9	70	0,443	1,3	2,6

Линия связи РП с подстанцией энергосистемы имеет потерю напряжения меньше чем 10% (2,6%).

Наибольшая потеря напряжения по второму варианту составляет 2,2%, суммарная потеря напряжения:

$$2,6\% + 2,2\% = 4,8\% \leq 10\%,$$

Что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 по медленному изменению напряжения, [6].

3.8 Техникоэкономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (53)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость КЛ и выключателей соответственно, [10];

$C_0 = 1.71$ руб/кВт*ч – стоимость потерь электроэнергии для Амурской области на 2016 год;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$$a_{ам.выкл} = 5,9\%, a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%;$$

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1 и 2. Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T, \quad (54)$$

где P_L – потоки активной мощности по линии, МВт;

Q_L – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу 26.

Таблица 26– Сравнение вариантов сети 10 кВ

исходные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$N_{выкл}$, шт	3	3	
$L_{каб50}$, км	4,0	3,6	
$C_{выкл}$, тыс. руб	260	260	
$C_{каб50}$, тыс. руб	328	374	
$C_{потерь ээ}$, руб/кВтч	1,71	1,71	
расчётные данные	по варианту 1	по варианту 2	
$I_{пров экпл}$, тыс. руб	6,6	6,7	
$I_{выкл экпл}$, тыс. руб	46	46	
$I_{аморт}$, тыс. руб	105	106	
ΔW , кВт*ч	291654	317317	разница
$I_{потерь ээ}$, тыс. руб	499	543	8,1%
Z , тыс. руб	865	914	5,4%

Проводим сравнение вариантом по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП и КЛ до РП-Мельницы не учитываем.

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дешевле на 49 тыс. руб (5,4%).

3.9 Компенсация реактивной мощности на шинах РП

Требуемая мощность компенсирующих устройств на РП, квар:

$$Q_{KV}^{TP} = Q_{пр\ сумм} - P_{пр\ сумм} \cdot tg\varphi_{nd}, \quad (55)$$

$$Q_{KV}^{TP} = 3077 - 5983,2 \cdot 0,4 = 684,$$

где $tg\varphi_{nd}$ - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,4, [8];

$P_{пр\ сумм}$ - суммарная приведенная активная нагрузка на стороне ВН ТП, кВт;

$Q_{пр\ сумм}$ - суммарная приведенная реактивная нагрузка на стороне ВН ТП, квар.

Выбираем батареи конденсаторов и определяем фактическое значение мощности $Q_{KV,i}^{\phi}$, с учётом того, что количество батарей должно быть чётным, т. к. они устанавливаются на две секции шин. На шинах РП устанавливаем батареи конденсаторов УКЛ – 10 – 450У3, тогда:

$$Q_{KV1}^{\phi} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность РП определяется по формуле:

$$Q_{HECK\ РП} = Q_{пр\ сумм} - Q_{KV}^{\phi}, \quad (56)$$

$$Q_{HECK\ РП} = 3077 - 900 = 2177 \text{ квар.}$$

3.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах РП

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения (рисунок 7), на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета, [12].

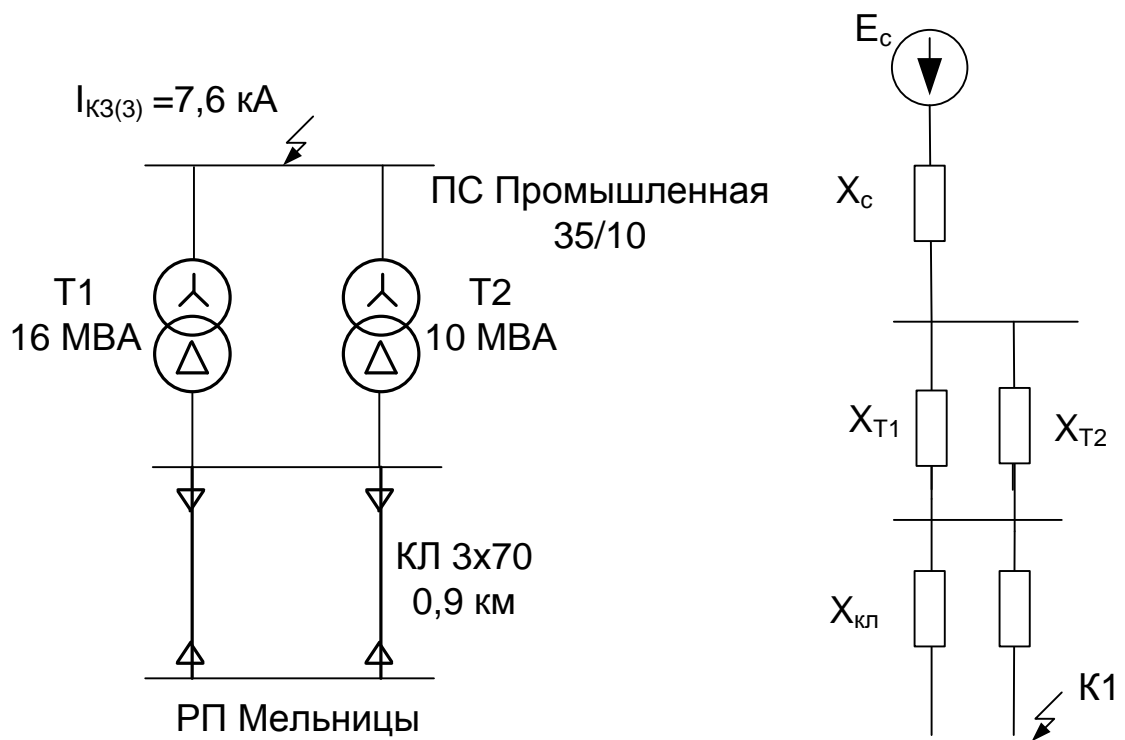


Рисунок 7 – Исходная схема и схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах согласно схеме замещения (рисунок 7), поэтому принимаем определенные базисные условия:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}, U_{\sigma} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (57)$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,78 \text{ кА}$$

$$I_{\sigma 110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Найдём ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$X_m = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном}}}, \quad (58)$$

$$X_{m1} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625,$$

$$X_{m2} = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8,$$

$$X_n = l \cdot \frac{x_{y0}}{n_n} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (59)$$

$$X_n = 0,9 \cdot \frac{0,443}{2} \cdot \frac{100}{10^2} = 0,2,$$

$$X_c = \frac{I_6}{I_{кз}}, \quad (60)$$

$$X_c = \frac{1,56}{7,3} = 0,21,$$

$$X_1 = X_c + \frac{X_{m1} \cdot X_{m2}}{X_{m1} + X_{m2}} + X_n,$$

$$X_1 = 0,21 + \frac{0,625 \cdot 0,8}{0,625 + 0,8} + 0,2 = 0,756,$$

$$E_\Sigma = 1 \quad (61)$$

$$I_{no} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \cdot I_6, \quad (62)$$

$$I_{no} = \frac{1}{0,756} \cdot 5,78 = 7,65 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая рассчитывается при величине T_a , для стороны 10 кВ – 0,02 с для упрощения расчетов принимается по [12]:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (63)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 7,65 = 10,8 \text{ кА},$$

$$i_{a\pi} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (64)$$

$$i_{a\pi} = \sqrt{2} \cdot 7,65 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 6,54 \text{ кА},$$

$$k_{y0} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (65)$$

$$k_{y0} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}, \quad (66)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,65 \cdot 1,6 = 17,3 \text{ кА}$$

Составим таблицу 27, куда сведём результаты расчёта токов симметричного КЗ.

Таблица 27 – Токи симметричного КЗ

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$, кА	i_a , кА	$i_{ат}$, кА	T_a , с	$K_{уд}$	$I_{y\partial}$, кА
К-1	7,56	10,8	6,54	0,02	1,6	17,3

3.11 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для определения уровня токов КЗ в принятой схеме электроснабжения комплекса проведём расчет токов КЗ на каждой магистрали и для каждой ТП. Схема замещения для расчёта по каждой магистрали приведена на рисунке 8.

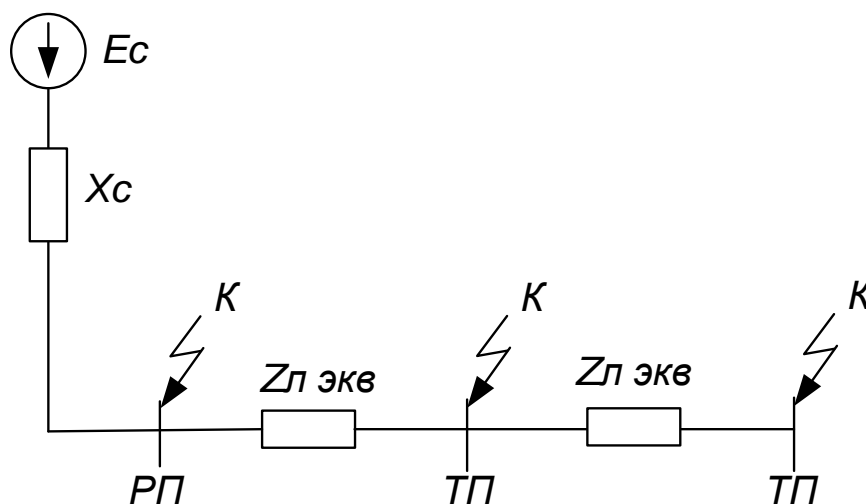


Рисунок 8 - Схема замещения участка 10 кВ.

Токи КЗ находим по сети в целом. Сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{по РП}}; \quad (67)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,65} = 0,79;$$

где $I_{по\ РП}$ – значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ РП.

Сопротивления КЛ до КТП 1:

$$R_{КЛ} = r_{y\delta} \cdot L;$$

$$R_{КЛ} = 0.641 \cdot 0,3 = 0,192 \text{ Ом}$$

$$X_{КЛ} = x_{y\delta} \cdot L.$$

$$X_{КЛ} = 0.1 \cdot 0,3 = 0.03 \text{ Ом}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на КТП-1, кА, [12]:

$$I_{no} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (68)$$

$$I_{no} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,79 + 0,03)^2 + (0,192)^2}} = 7,21.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_{П} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (69)$$

$$T_a = \frac{0,79 + 0,03}{0,192 \cdot 314} = 0,002 \text{ с},$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (70)$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,002}} = 1,04,$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (71)$$

$$i_{y\partial} = 1,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,21 = 10,6 \text{ кА}.$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{ноТП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ноТП}}^{(3)}, \quad (72)$$

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,21 = 6,27 \text{ кА}.$$

Расчёт ведётся по данному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Токи КЗ внутреннего электроснабжения предприятия

Точка	L, км	R _{экв} , Ом	X _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА
КТП-1 (Т-1,2)	0,30	0,192	0,820	0,842	7,21
КТП-1 (Т-3)	0,30	0,192	0,820	0,842	7,21
КТП-2	0,75	0,481	0,865	0,990	6,13
КТП-3	0,50	0,321	0,840	0,899	6,75
КТП-4	0,30	0,192	0,820	0,842	7,21
КТП-5	0,50	0,321	0,840	0,899	6,75
КТП-6	0,90	0,577	0,880	1,052	5,77
КТП-7	0,30	0,192	0,820	0,842	7,21

3.12 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Проверка на воздействие токов КЗ проводится для КТП-1 по формуле, кА*с, [14]:

$$B_{k \text{ расч}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}, \quad (73)$$

$$B_{k \text{ упр}} = I_{\text{терм}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд ном}},$$

$$B_{k \text{ расч}} = 7.21^2 \cdot (0.055 + 0.5) = 28.8,$$

$$B_{k \text{ упр}} = 4.7^2 \cdot 3 = 66.27,$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ - ток КЗ по линии, кА;

$I_{\text{терм}}^{(3)}$ - ток термической стойкости для выбранного кабеля 50 мм², 4,7 кА;

$t_{\text{возд}}$ - время воздействия тока КЗ:

$t_{\text{возд ном}}$ - номинальное время воздействия тока, Зс:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t, \quad (74)$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения головного выключателя, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

Δt - степень селективности защиты, по мере удаления от шин РП принимается 0,5 с для каждой ТП.

Результаты расчёта сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Точка	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	Δt , сек.	$B_{\text{к расч}}$, кА*с	$B_{\text{к ном}}$, кА*с
КТП-1 (Т-1,2)	7,21	0,5	28,8	66,27
КТП-1 (Т-3)	7,21	0,5	28,8	66,27
КТП-2	6,13	1,5	58,5	66,27
КТП-3	6,75	1	48,1	66,27
КТП-4	7,21	0,5	28,8	66,27
КТП-5	6,75	0,5	25,3	66,27
КТП-6	5,77	1	35,1	66,27
КТП-7	7,21	0,5	28,8	66,27

Все предварительно выбранные сечения линий 10 кВ проверки пройдут.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 кВ

4.1 Выбор ячейки КРУ

На ПС «Промышленная» 35/10 кВ в качестве линейных ячеек и в РП-Мельницы выбираются КРУ серии СЭЩ-75 Самарского завода «Электрощит» [13], в таблице А.1 указываются условия проверки.

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 7,65^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 91 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где $t_{\text{ог}}$ – собственное время отключения выключателя, принимается $t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055$ с;

$\Delta t_{\text{СЕЛ}}$ – степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Выбранный тип КРУ проходит по всем условиям.

В КРУ устанавливаются, ТТ, ТН, ОПН, применяется жёсткая ошиновка, опорные изоляторы.

4.2 Выключатели 10 кВ

Выбираются выключатели вакуумные типа ВВ/Tel-10–12,5-31,5/1000 УХЛ2, [13]. На линиях устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/Tel-10–12,5-31,5/630 УХЛ2. Проверка оборудования проводится по условиям показанным в таблице А.2.

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 7,65^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 91 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{ог}}$ – собственное время отключения выключателя, принимается $t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с}$;

$t_{\text{сел}}$ – степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Апериодическая составляющая:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,9 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40\%$;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

Проверка на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 7,65 + 6,54 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$17,3 \leq 63 \text{ кА}.$$

Выключатели ВВ/Тел-10–12,5-31,5 УХЛ2 проверку проходят по всем параметрам.

4.3 Трансформаторы тока 10 кВ

Выбираются трансформаторы тока ТОЛ – 10-1 У1, [13]. В таблице А.3 указываются условия проверки. Тепловой импульс находится по формуле, [14]:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ,$$

$$B_{\text{кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчётный тепловой импульс:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}) ,$$

$$B_{\text{к}} = 7,65^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 91 \text{ кА}^2\text{с},$$

Нагрузка вторичной цепи находится по таблице А.4. По таблице А.4 определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока. Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12,5 \text{ ВА}$.

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для подключения проводов используется провод АКРВГ $q=4\text{мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $c=0,0283$. Длину проводов примем $l=20$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом},$$

Сопротивление контактов $r_{\text{КОНТ}}$ принимается 0,1 Ом.

$$r_2 = 0,1 + 0,14 + 0,04 = 0,3 \text{ Ом}.$$

По сравнению в таблице А.3 выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

4.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ - 10 У2. В таблице А.5 указываются условия проверки, [13].

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 35. Вторичная нагрузка трансформатора составит: $P_{2\Sigma} = 24$ Вт, $Q_{2\Sigma} = 46$ Вар, $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52$ ВА.

По сравнению в таблице А.6 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

4.5 Шины 10 кВ

Выбор шин в РУ 10 кВ осуществляется по характеристикам, показанным в таблице А.7. Принимаются однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения 60×10 мм² марки АДО.

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \tag{75}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{91 \cdot 10^3}}{91} = 3,3 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 9).

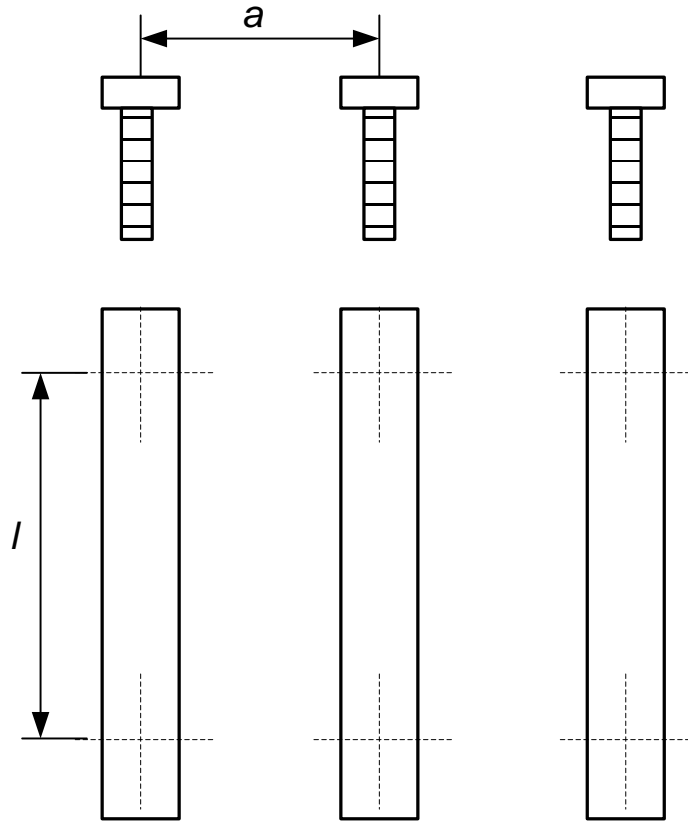


Рисунок 9 - Расположение шин

Длина пролёта l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (76)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5000}{600}} = 1,58,$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{60 \cdot 10^3}{12} = 5000 \text{ мм}^4 - \text{момент инерции шины}; \quad (77)$$

где b - ширина полосы шины, принимается 60 мм;
 h - толщина полосы шины, принимается 10 мм;
 q - поперечное сечение шины, равно 600 мм^2 .

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУ СЭЩ-75 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (78)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{17,3^2 \cdot 0,7^2}{1,1 \cdot 0,45} = 5 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0,8^2 \cdot 10}{6} = 1,1$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета, м.

Выбранный тип шин проходит по всем условиям.

4.6 Предохранители 10 кВ для ТН

Выбирается предохранитель ПКН101-10-У1, в таблице А.8 указываются условия проверки. Ток максимального режима определяется по номинальной мощности ТН, А:

$$I_{\text{р. макс}} = \frac{S_{\text{ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{р. макс}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6.$$

4.7 Изоляторы 10 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 3000$ Н, [13].

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (79)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{17300^2 \cdot 0.9}{1} \cdot 10^{-7} = 52 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

По сравнению в таблице А.9 выбранный изолятор проходит по всем параметрам. Изоляторы выбраны правильно.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

На РП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (80)$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (81)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (82)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВТ/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [15].

4.9 Выключатели нагрузки 10 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВМП - 10/400. Паспортные данные берём в [13].

Проверим выключатели нагрузки для ТП-1:

$$B_{кр} = I_{пo}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = 7,21^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 29 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ,$$

$$B_{кном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя нагрузки, принимаем

$$t_{отк} = 0,055\text{с};$$

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия по номинальным данным, 0,5 с;

$I_{терм}$ - допустимый ток термического воздействия, по номинальным данным, 12,5 кА.

Результаты проверки сводим в таблицу А.10. По данным сравнения выбранная марка выключателей нагрузки подходит.

4.10 Предохранители 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [13]. Определяем ток на стороне ВН ТП-1:

$$I_{р\text{ ВН}} = \frac{S_{НОМ\text{ ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} .$$

$$I_{р\text{ ВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92 \text{ А} .$$

Выбираем номинальный тока предохранителя 160 А, ток вставки принимаем 160 А.

Расчёт сведём в таблицу А.11. Паспортные данные берём в [13].

По данным сравнения выбранная марка предохранителей подходит.

5 РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ СЕТЕЙ

Нейтраль сети, как совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников, может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные или реактивные сопротивления, глухо заземлена, [17].

При нарушении изоляции одной фазы в какой-либо точке сети, с изолированной от земли нейтралью, может возникнуть однофазное замыкание на землю. Напряжение этой фазы относительно земли становится тогда равным нулю, напряжение остальных фаз относительно земли - междуфазному напряжению, а зарядные токи этих двух фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз.

Ток замыкания на землю по сравнению с нагрузочным током сети или ее отдельных, линий относительно мал и может вызывать заметную перегрузку только при очень малых сечениях проводников поврежденной линии. Замыкание на землю практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режимы работы приемников. Поэтому замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью считается не аварийным, а лишь аномальным режимом, при возникновении которого сеть и поврежденная линия могут оставаться включенными и в течение некоторого времени продолжать работу: питание потребителей не прерывается. Так как из всех видов нарушения изоляции однофазные замыкания на землю составляют обычно 75-85%, то это обстоятельство существенно для обеспечения надежности питания потребителей.

Другим преимуществом рассматриваемого вида сетей является отсутствие устройств заземления нейтрали, что снижает стоимость сети.

Ток I_c можно определить по формуле для кабельных линий напряжением 35-10кВ:

$$I_c = \frac{U \cdot l \cdot n}{10}, \quad (83)$$

где l - длина электрически связанной сети данного напряжения;

U- междуфазное напряжение;

$$I_{10} = 1,78 \text{ км};$$

n- число линий на одной секции шин.

$$I_{10} = \frac{10 \cdot 2,25 \cdot 2}{10} = 6,08 \text{ А},$$

$$6,08 < 20 \text{ А}.$$

Следовательно, сеть с изолированной нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью необходимо обратить внимание на следующие обстоятельства:

1) Повышение напряжения двух фаз относительно земли во время замыкания на землю третьей приводит к тому, что изоляцию всех фаз относительно земли необходимо рассчитывать не на фазное, а на междуфазное напряжение.

2) Возможность образования в месте замыкания на землю перемежающейся электрической дуги обуславливает возникновение коммутационных перенапряжений с амплитудой (4-6)Uном. Эти перенапряжения могут нарушить работу некоторых приемников и привести к пробое изоляции в других местах и других фазах сети.

3) Тепловое действие дуги в месте замыкания на землю на изоляцию других фаз сети может привести к переходу замыкания на землю в двух- или трехфазное КЗ (и кабельных линиях и в других случаях близкого расположения фазных проводников друг к другу).

4) Возникновение в сети и источниках питания при замыкании на землю системы токов обратной последовательности может привести к индуктированию в роторах синхронных генераторов токов двойной частоты и к существенному дополнительному нагреву роторов.

Из-за приведенных выше нежелательных явлений токи замыкания на землю не должны превышать некоторых максимально допустимых значений, находящихся обычно в пределах 10-30 А.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейную защиту кабельных линий 10 кВ выполняем на базе «Сириус-2-Л» (в дальнейшем – устройство) производитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» Данное микропроцессорное устройство защиты, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматике, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство «Сириус-2-Л» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматике.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие.

Для примера рассчитаем защиту линии РП-КТП-1. Используем ход расчёта подробно описанный в [18].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_t = \frac{I_{ТТВН}}{I_{ТТНН}} .$$
$$n_t = \frac{200}{5} = 40 .$$

6.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \tag{84}$$

$$I_{c.з.} = 1,1 \cdot 7,21 = 7,93 \text{ кА},$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [18];
 $I_{к.маx}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах КТП-1.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{c.з.}} \leq 2, \quad (85)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,27}{7,93} = 0,79 \leq 2$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (86)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{7927}{40} = 198 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{c.з.} \approx 0 \text{ с}$.

Для остальных линий результаты расчёта защиты сведём в таблицу Б.1.

6.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{c.з.} = I_{\text{раб.}} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{\text{в}} \quad (87)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$, [18];

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [18];

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$, [18];

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{с.з.} = 0,195 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,226 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (88)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$, [18];

Ток срабатывания равен:

$$I_{с.р.} = 226 \cdot 1 / (40) = 6 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (89)$$

$$K_{ч} = \frac{6,27}{0,226} = 28 \geq 1,5,$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t + t_{ОТСЕЧКИ}, \quad (90)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 + 0 = 0,525 \text{ с,}$$

где $t_{\text{отсечки}}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Реле при данной ступени защиты сработает через 1,025 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу Б.2.

6.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (91)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (92)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 6,1$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии РП –ТП-1 равен:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 0,3 \cdot 1,35}{10} = 0,41 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен:

$$I_{ТНП.повр.л} = 6,1 - 0,41 = 2,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = 2,6 / 1,5 = 1,76 \text{ А.}$$

Для остальных линий результаты расчёта ЗНЗ сведём в таблицу Б.3.

6.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (93)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР:

$$t_{АВР} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Выдержка отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений, [19].

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ КТП

Рассчитаем заземляющее устройство КТП-7. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Порядок расчёта заземления ТП:

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (94)$$
$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 36 \text{ Ом},$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [15] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (95)$$
$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{80}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 2}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,7}} \right] = 18 \text{ Ом},$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя: 8

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (96)$$

$$R = \frac{36 \cdot 18}{0,75 \cdot (4 \cdot 36 + 8 \cdot 18)} = 2,4 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{uB}} = \frac{\alpha_{\text{uB}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (97)$$

$$R_{\text{uB}} = \frac{1 \cdot 36}{0,75 \cdot 4} = 12 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{\text{uB}} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (98)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{2}{0,01} - 0,31 \right) = 1 \text{ мкГн/м},$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{\text{uГ}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (99)$$

$$\alpha_{\text{uГ}} = 1 + \frac{1 \cdot 2}{3 \cdot 2 \cdot 18} = 1,02,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\gamma\Gamma}. \quad (100)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,02 \cdot 18 = 19 \text{ Ом}.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}. \quad (101)$$

$$R_u = \frac{12 \cdot 19}{0,75 \cdot (4 \cdot 19 + 8 \cdot 12)} = 1,8 \text{ Ом}.$$

Для остальных КТП расчёт проводится аналогично, результаты показаны в таблице В.1.

Из таблицы 44 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [20], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям. Устройство заземлителя показано на рисунке 10.

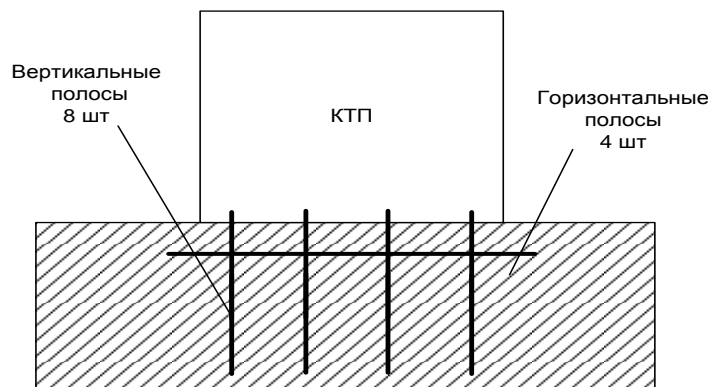


Рисунок 10 – Общий вид устройства заземлителя КТП-7

8 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

Мерой надежности объекта является всякий алгоритм вывода суждения о наличии свойства надежности или о наличии уверенности в выполнении заданных функций в прошедшем, настоящем и будущем времени. На множестве объектов какого-либо класса мерой надежности будут алгоритмы вывода суждений о более или менее высоком уровне надежности одного объекта по сравнению с другим и определения объекта с оптимальным уровнем надежности. Мера надежности включает в себя показатели надежности и критерии (логические или аналитические выражения, связанные с алгоритмом вывода).

Расчет надежности произведем аналитическим методом [21]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для расчетов случаев к которым относятся: полное погашение схемы и оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы. Составляется расчетная схема (рисунок Г.1), полная расчетная схема содержит 2 петли с количеством трансформаторных подстанций 5 в одной и 7 в другой петле. В схему замещения (рисунок Г.2) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели, трансформаторы, сборные шины. Для удобства одинаковые элементы установленные последовательно в схеме будут указываться одним элементом, и это будет суммарное количество аналогичных элементов.

Учитывается что: трансформаторы работают раздельно, секционный выключатель находится в положении выключено, петлевая схема работает в нормальном режиме, то есть петля разомкнута в точке потока раздела.

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения.

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{np.n\bar{o}}, \quad (102)$$

$$\lambda_{cI} = \lambda_{cI} + \lambda_{np.n\bar{o}}; \quad (103)$$

$$\lambda_{cI} = 14,7 + 0,9 = 15,6 \text{ 1/год};$$

$$\lambda_{cII} = \lambda_{cII} + \lambda_{np.n\bar{o}} \quad (104)$$

$$\lambda_{cII} = 10,4 + 0,9 = 12,3 \text{ 1/год};$$

2. Определяется вероятности отказов I и II цепей:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i t_{Bi}, \quad (105)$$

т.к. t_B задано в часах, то его нужно выразить в годах (λ имеет размерность 1/год):

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}; \quad (106)$$

$$q_I = 0,0086;$$

$$q_{II} = 0,0062;$$

3. Определяется среднее время восстановления каждой цепи:

$$\bar{t}_{B_c} = q_c / \lambda_c, \quad (107)$$

$$\bar{t}_{B_I} = \frac{q_I}{\lambda_I^*} = \frac{q_I}{\lambda_I - \lambda_{npB11}}; \quad (108)$$

$$\bar{t}_{B_I} = \frac{0,0086}{15,58 - 0,9} \cdot 8760 = 5,12 \text{ ч};$$

$$\bar{t}_{B_{II}} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II}^*} = \frac{q_{II}}{\lambda_{II} - \lambda_{npBII}}; \quad (109)$$

$$\bar{t}_{B_{II}} = \frac{0,0062}{11,258 - 0,9} \cdot 8760 = 5,18 \text{ ч};$$

4. Определяется параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \bar{t}_{Bj} + \lambda_{npj} \bar{t}_{npj}); \quad (110)$$

$$\lambda_c = \lambda_I \lambda_{II} \bar{t}_{B2} + \lambda_I^* \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} + \lambda_{II} \lambda_I \bar{t}_{BI} + \lambda_{II}^* \lambda_{npI} \bar{t}_{npI} = \lambda_I q_{II} + \lambda_{II} q_I + \lambda_I^* q_{npII} + \lambda_{II}^* q_{npI}; \quad (111)$$

$$\lambda_c = 0.0233 \text{ 1/год};$$

5. Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{II.C} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \lambda_{npi} \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_j \bar{t}_{Bj}; \quad (112)$$

где K_{npi} - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, в который также включены ошибочные либо неверные действия со стороны людей входящих в ОВБ.

$$K_{np} = 1 - e^{-\bar{t}_{npi} / \bar{t}_{Bэке}}; \quad (113)$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-\bar{t}_{npI} / \bar{t}_{BI}};$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-20/5.12} = 0.992;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-\bar{t}_{npII} / \bar{t}_{BI}};$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-20/5.180} = 0.99;$$

$$q_c = q_I q_{II} + K_{npI} \lambda_{npI} \bar{t}_{npI} q_{II} + K_{npII} \lambda_{npII} \bar{t}_{npII} q_I = 0,08; \quad (114)$$

6. Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (115)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{0,0233} = 42,9 \text{ лет};$$

Расчетное время безотказной работы при $\alpha=0,1$;

$$\bar{T}_p = -\ln(1-\alpha) \cdot \bar{T}_c; \quad (116)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1-0.1) \cdot 42,9 = 4,5 \text{ лет};$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c}; \quad (117)$$

$$\bar{t}_{BC} = \frac{0.08}{0,0233} = 3,4 \text{ с};$$

8. Математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = \bar{P}_{деф.р} \cdot q_c \cdot T; \quad (118)$$

$$W_{нед} = 5,98 \cdot 0,08 \cdot 8760 = 4190,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Результаты вычислений показывают, что схема электроснабжения 10 кВ завода по переработке сои обладает достаточно высокой надежностью. Среднее время безотказной работы системы составляет почти 5 лет.

9 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО - ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии завода по переработке сои осуществляет автоматизированный учет потребленной (переданной) электрической энергии, включая процессы измерений, сбора, обработки и передачи (отображения) её параметров, [22].

АИИС КУЭ создается под определенные объекты (группы однородных объектов) как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации путём его комплектации из компонентов серийного или единичного отечественного (или импортного) производства.

Целями создания АИИС КУЭ являются:

- 1) повышение точности и надежности измерения количества электроэнергии и мощности;
- 2) повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- 3) повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии;
- 4) повышение надежности работы энергообъектов;
- 5) улучшение финансовых показателей при выработке и отпуске электроэнергии;
- 6) повышение скорости обработки информации;
- 7) повышение полноты, достоверности, точности измерения и оперативности получения информации о количестве и других параметрах генерируемой, отпускаемой, потребляемой и принимаемой электроэнергии;
- 8) снижение трудоемкости и стоимости работ по сбору, передаче, обработке и документированию информации.

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую иерархическую структуру с распределенной функцией измерения и централизованным управлением:

- 1-й уровень - уровень измерений (первичные преобразователи тока, напряжения, вторичные цепи, счетчики электрической энергии, образующие соответствующие измерительные каналы К);

- 2-й уровень - уровень консолидации результатов измерений и первичной обработки в пределах РП и ТП - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе Комплектного устройства учета и автоматики (КУУ-иА);

- 3-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс.

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, осуществляющей коммерческий учет электроэнергии, потребляемой по точкам поставки – отходящим фидерам в РУ-10 кВ ПС Промышленная.

Измерительные каналы обеспечивают автоматическое проведение измерений в точках измерений. В состав измерительных каналов входят:

- 1) счетчики электрической энергии;
- 2) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3) вторичные измерительные цепи. ИВКЭ обеспечивает:

1) автоматический сбор, обработку, и передачу информации по учету электроэнергии от измерительного канала;

2) автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений;

- 3) интерфейсы доступа к вышеуказанной информации.

В состав КУУиА входят:

1) шлюз-концентратор;

2) коммутатор с фиксированной конфигурацией 1EEE802.1х, ШЗ-С2950-12;

- 3) разветвитель интерфейса K5-485;
- 4) маршрутизатор, 2 порта 10/100 МБит;
- 5) источник бесперебойного питания;
- 6) стабилизатор напряжения;
- 7) переключатель резервного питания;
- 8) автоматические выключатели;
- 9) модуль защиты интерфейса K8-485.

После получения шлюз-концентратором результатов измерений информация через коммутатор, поддерживающий обмен информацией с маршрутизатором, передается на оборудование АО «ДРСК».

Взаимодействие между ИВКЭ и ИВК организовано посредством основного и резервного каналов связи. Для передачи данных в АО «ДРСК» предусматривается организация основного и резервного каналов и временного канала на основе GSM-связи.

Для реализации АИИС КУЭ предусматриваются следующие работы:

- 1) установка шкафа учета в ОПУ с УСПД, GSM -модемом, двумя счетчиками электрической энергии на микропроцессорной основе с цифровым интерфейсом RS-485 и классом точности не хуже 0,58, подключение к отходящим фидерам в РУ-10 кВ ПС Промышленная;
- 2) установка шкафа КУУиА в помещении РП. Для питания оборудования шкафа КУУиА установлены автоматические выключатели с установкой максимального тока 16 А в панели ЩСН;
- 3) прокладка кабеля в существующем лотке, в помещении по существующим кабельным конструкциям.

10 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

При эксплуатации сетей 10 кВ завода по переработке сои возникает вопрос безопасности обслуживающего персонал, а также защиты оборудования, не задействованного в процессе передачи большой мощности и электроэнергии от негативного влияния электрического тока. Для этого более подробно в данном разделе разберем вопрос защитного заземления, что это такое и для чего применяется. А также другие меры препятствующие попаданию персонала под напряжение, и позволяющие организовать безопасную работу при эксплуатации распределительной сети с центром питания РП-Мельницы, [23].

Для защиты персонала, обслуживающего РП-Мельницы, от поражения электрическим током предусматриваются следующие мероприятия по технике безопасности:

- для оборудования 10 кВ предусматривается заземление корпуса;
- заземлению подлежат корпуса трансформаторов, масляных выключателей, расположенных на территории станции, заземление подключается к общему контуру заземления;
- предусматривается периодический контроль изоляции;
- в целях исключения прикосновения или опасного приближения к неизолированным частям электрического оборудования предусматривается обеспечение безопасности людей следующим путём:
 - а) ограждением, более подробно рассмотрим данный вопрос ниже;
 - б) блокированием, более подробно рассмотрим данный вопрос ниже;
 - в) расположением токоведущих частей на недоступной высоте и в недоступном месте, более подробно рассмотрим данный вопрос ниже.

В целях предотвращения попадания посторонних лиц на территорию станции предусматривается ограждение решетчатым забором высотой 1,7 м.

Для предотвращения поражения персонала током весь переносной инструмент имеет рукоятки из изолирующего материала.

На станции имеется в наличии полный комплект индивидуальных средств защиты.

Для защиты оборудования и здания подстанции от прямого попадания молнии установлена группа стержневых молниеотводов. В качестве заземлителей используется заземляющее устройство станции. Отходящие линии электропередачи защищены от удара молнии по всей длине заземляющим тросом.

Организационные меры включают в себя:

Выделение работ перечнем, который необходимо выполнять в порядке текущей эксплуатации, а также работ по устным распоряжениям и нарядам-допускам;

- Подготовка рабочих мест;
- Допуск бригад к работе;
- Оформление перерывов в работе;
- Надзор за выполнением ремонтных работ;
- Прием ремонтных работ оперативным персоналом.

Также существует основное правило защиты от поражения электрическим током. Опасные токоведущие части не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны быть опасным.

Для того чтобы выполнить основное правило защиты от поражения электрическим током в нормальных условиях, необходимо использовать основную защиту. Основная защита должна состоять из одной или нескольких мер, которые в нормальных условиях исключают контакт с опасными токоведущими частями.

Виды основной изоляции:

1. Основная изоляция. Если используют твердую основную изоляцию, она должна предотвращать контакт с опасными токоведущими частями. Если основная изоляция обеспечивается за счет воздуха, доступ должен быть исключен с помощью барьеров, ограждений или оболочек, или за счет размещения вне зоны досягаемости. Данный вид изоляции используется на все установленном оборудовании как на РП-Мельницы так и в распределительной сети. К

нему относятся изоляторы как полимерные так и фарфоровые. На опорах ВЛ 10 кВ также установлены опорные фарфоровые изоляторы являющиеся основной изоляцией.

2. Ограждения, или оболочки должны исключать доступ к опасны токоведущим частям за счет выбора степени защиты от поражения электрическим током не менее IPXXB (или IP2X) в соответствии с ГОСТ 14254. Ограждения и оболочки должны обладать достаточной механической прочностью, стабильностью и долговечностью, позволяющими поддерживать установленную степень защиты с учетом всех соответствующих воздействий со стороны окружающей среды и изнутри оболочки. Они должны быть прочно закреплены на месте установки. К таким ограждениям относятся корпуса КТПН, корпуса силовых трансформаторов, они устанавливаются заводами производителями на силовое оборудование еще при монтаже. Также заводами определяется степень защищенности того или иного оборудования.

3. Барьеры предназначены для защиты квалифицированных специалистов или проинструктированных лиц и не предназначены для защиты простых лиц. К таким барьерам относится барьер в трансформаторном отсеке всех реконструируемых КТПН предотвращающий случайное проникновение персонала в трансформаторный отсек и прикосновение к токоведущим шинам. Барьер в КТПН обычно изготовлен из диэлектрического материала, например дерева, укрепленным на нем знаком безопасности как на рисунке 11.

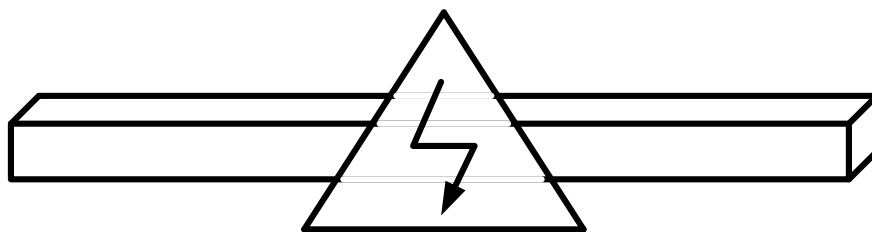


Рисунок 11 – Барьер в трансформаторном отсеке

4. Размещение вне зоны досягаемости может исключить неумышленный одновременный доступ к проводящим частям, между которыми может быть опасное напряжение. Данное мероприятие выполняется в соответствии с пунктами ПУЭ [23]. И заключается в том, что при реконструкции распределитель-

ной сети вновь устанавливаемые КТПН устанавливаются на фундаменты и расстояние до открытых токоведущих частей выше 2,7 м [23]. Также выполняется установка нового оборудования на РП-Мельницы.

5. Ограничение напряжения. Достигается за счет установки ОПН непосредственно на подстанции на каждом отходящем присоединении, а также на каждой КТПН.

Особое внимание следует уделить внешним воздействующим факторам: температуре окружающей среды, климатическим условиям, присутствию воды, наличию механических напряжений, компетентности людей и наличию условий для контакта людей или животных с электрическим потенциалом земли.

Также защитной мерой от поражения электрическим током является контроль изоляции.

Объем измерений и испытаний изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 10 кВ во время приемо-сдаточных испытаний и в период текущей эксплуатации включает: измерение сопротивления изоляции R_{60} , определение коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} , измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$ [23].

Оценка результатов измерения R_{60} и $\text{tg } \delta$ изоляции выполняется путем приведения измеренных после монтажа значений при конкретной температуре до значений при температуре заводских испытаний (после изготовления).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской работе спроектирована и рассчитана система электроснабжения цеха экстракции напряжением 0,4 кВ, а также реконструирована схема электроснабжения 10 кВ завода по переработки сои. В работе произведены расчеты электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП, расчеты электрических нагрузок для выбора оборудования РП. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществлялся с учетом компенсации реактивной мощности. Основными критериями при проектировании являются техническая применимость и экономичность работы.

Оценка выбора оптимального варианта электроснабжения завода осуществлялась по приведенным годовым затратам на проектируемую сеть после выбора сечений проводников сети, коммутационной аппаратуры. По току КЗ проверены сечения проводников сети и защитной коммутационной аппаратуры для принятого варианта электроснабжения. Выбраны уставки средств РЗА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://rg.ru/2016/02/08/reg-dfo/v-amurskoj-oblasti-postroiat-zavod-po-pererabotke-soi.html> (доступ от 26.04.2016)
2. URL: http://trasa.ru/region/amurskaya_clim.html (доступ от 26.04.2016)
3. URL: <http://www.skess.ru/ru/elevator-zernovogo-syrya-emkostyu-90-000-tonn-i-shrota-emkostyu-3500-tonn-v-sostave-kombikormovogo-zavoda> (доступ от 26.04.2016)
4. Алиев И.И. Электротехнический справочник – 5-е изд., стереотип. – М.: ИП Радиософт, 2010.-384 с.:ил.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.
6. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2008 г.
8. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 N 49 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 22.03.2007 N 9134)
9. Рожин А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения. Киров 2008г.

10. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009.
- Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
11. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
13. URL: <http://www.ielektro.ru/Document52147.html> (доступ от 26.01.2016)
14. Киреева Э.А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Москва, 2008 г.
15. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
16. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
17. URL: <http://leg.co.ua/stati/podstancii/voprosy-bezopasnosti-svyazannye-s-neytralyami-elektrostanovok.html> (доступ от 26.04.2016)
18. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
19. Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
20. Правила устройства электроустановок. Издание 7 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204)
21. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
22. URL: <http://www.energsovet.ru/entech.php?idd=137> (доступ от 26.04.2016)

23. (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.