

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 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы –
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 19 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ в связи с
подключением подстанции Сырьевая, город Тобольск

Исполнитель
студент группы 442об2

 06.06.18
(подпись, дата)

Е.С. Лой

Руководитель
профессор, канд. техн. наук

 07.06.18
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультанты:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук

 08.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 18.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 12 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мей Евгений

Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расчет рундуше

теплической сети напряжением 110 кВ в связи
с подлинением 110 кВ Соровае, город Тобольск
(утверждена приказом от 12.03.18 № 573-Уг.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: единолинейная

схема сети 110 кВ, город Тобольск

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке

вопросов): анализ существующей сети 110 кВ

город Тобольск разработка вариантов

теплической сети 110 кВ Соровае

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,

программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) единолинейная

схема 110 кВ Соровае, расчет потерь кВ,

расчет режима в ПК PastWin3

7 Дата выдачи задания 12.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Мессердов Н.В., инженер, канд. тех. наук 

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 208 с., 25 рисунков, 42 таблицы, 29 источников, 8 приложений.

НАГРУЗКИ, СЕЧЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, ТОКИ КЗ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЖИМЫ, ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА, ОКУПАЕМОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В связи с переходом ООО "СИБУР Тобольск" на собственные источники энергии с последующим отключением подстанций от городских сетей 110 кВ возникла необходимость в разработке проекта по энергообеспечению ПС Сырьевая, который бы удовлетворял требованиям по надежности электроснабжения, качеству поставляемой электроэнергии и по экономической и технической выгоды.

Цель работы - выбор наиболее экономически обоснованного варианта прокладки ЛЭП до ПС Сырьевая.

В ходе проектирования был разработан наиболее выгодный вариант проектирования электрической сети, произведен расчет нагрузок, осуществлен выбор сечения проводов и кабелей. Была проведена реконструкция подстанции "Сырьевая", рассчитаны токи короткого замыкания и режимы работы сети, спроектированы системы РЗиА, молниезащиты и заземления.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВКР - выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КЛ – кабельная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- СН - среднее напряжение;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- НН – низкое напряжение;
- ИП – источник питания;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района проектирования	11
1.1 Географическая и климатическая характеристика района	11
1.2 Характеристика предприятия ООО "СИБУР Тобольск"	13
1.3 Характеристика существующей системы электроснабжения	16
1.4 Необходимость проектирования новых ЛЭП	18
2 Расчет электрических нагрузок. Построение картограмм нагрузок	18
3 Разработка вариантов схем электрической сети и выбор основного оборудования	24
3.1 Выбор силовых трансформаторов	25
3.2 Выбор сечений проводов ВЛ и КЛ	31
4 Расчет режимов электрической сети	39
4.1 Составление схемы замещения для расчетов режимов	40
4.2 Расчет режимов в ПВК RastrWin 3	41
5 Выбор высоковольтного оборудования на ПС Сырьевая	53
5.1 Расчет токов короткого замыкания	54
5.2 Выбор оборудования РУ ПС «Сырьевая»	54
6 Конструктивное исполнение ВЛ ТбТЭЦ-Сырьевая	55
6.1 Выбор типов опор	56
6.2 Определение скоростного напора ветра на провода воздушной линии электропередачи	57
6.3 Расчет удельных механических нагрузок	58
6.4 Определение критических пролётов воздушной линии	59
6.5 Систематический расчет провода	60
6.6 Выбор типов изоляторов и арматуры.	61
6.7 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте	63
6.8 Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии	64
6.9 Проверка ветровых и весовых пролётов	70

7 Релейная защита. Расчёт уставок защиты REL – 521 линии 110 кВ «ТбТЭЦ-Сырьевая»	71
7.1 Расчет дистанционной защиты	72
7.2 Защита нулевой последовательности	74
7.3 Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)	74
7.4 Таймеры (TS, TM)	75
7.5 Уставки дистанционной защиты (ZM)	78
7.6 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты	78
7.7 Уставки максимальной токовой защиты	79
7.8 Направленность	79
7.9 Максимальная токовая отсечка	80
7.10 Максимальная токовая защита (ТОС)	81
7.11 Описание терминала дистанционной защиты линии	83
7.12 Конструкция	86
7.13 Устройство резервирования отказа выключателя	94
8 Молниезащита и заземление подстанции «Сырьевая»	100
8.1 Расчет заземления подстанции «Сырьевая»	102
8.2 Расчет молниезащиты подстанции «Сырьевая»	104
8.3 Надежность подстанции «Сырьевая»	104
8.4 Алгоритм расчета надежности подстанции «Сырьевая»	105
8.5 Расчет времени работы системы подстанции	105
9 Расчет технико-экономической привлекательности проекта	106
9.1 Устанавливаемое оборудование	108
9.2 Капитальные вложения	108
9.3 Расчет амортизационных отчислений	109
9.4 Расчет эксплуатационных затрат	109
10 Безопасность и экологичность проекта	113
10.1 Безопасность	119
10.2 Экологичность	122

10.3 Чрезвычайные ситуации	124
Заключение	126
Библиографический список	127
Приложение А. Нагрузки подстанций ООО "СИБУР Тобольск"	129
Приложение Б. Расчет сопротивлений в программе MathCad 15	164
Приложение В. Расчет режимов в ПВК RastrWin 3	173
Приложение Г. Расчет токов короткого замыкания	188
Приложение Д. Конструктивное исполнение ВЛ " ТбТЭЦ-ПС Сырьевая"	198
Приложение Е. Расчет молниезащиты ПС Сырьевая	203
Приложение Ж. Расчет надежности ПС Сырьевая	204
Приложение З. Расчет экономической эффективности проекта	205

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант электроснабжения ПС Сырьевая от ПС ЗапСиб и от Тобольской ТЭЦ .

Данная тема ВКР актуальна, так как в планах компании «СИБУР Тобольск» переход от сетей 110 кВ ПС Иртыш к изолированному электроснабжению от собственных источников питания. Данный переход позволит снизить постоянные затраты на электроэнергию за счет отсутствия платы за транзит и сниженного тарифа на поставляемую энергию с ТбТЭЦ.

Целью ВКР является выбор наиболее экономически обоснованного варианта прокладки ЛЭП до ПС Сырьевая

В ходе выполнения ВКР необходимо составить вариант схемы электрической сети, который будет оптимален по техническим и экономическим показателям.

В процессе проектирования необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработать оптимальный вариант электрической сети 110 кВ;
- 2) произвести расчет нормального и аварийного режима сети 110 кВ;
- 3) определение сечения проводов ВЛ и КЛ 110 кВ;
- 4) осуществить выбор силовых трансформаторов на ПС "Сырьевая";
- 4) механический расчёт проектируемой воздушной линии ВЛ 110 кВ;
- 5) выбор опор 110 кВ;
- 6) выбор и проверка основного электрооборудования для подстанции «Сырьевая»;
- 7) проектирование защитных заземлений 110 кВ и систем молниезащиты ПС «Сырьевая»;
- 8) расчёт надежности ПС «Сырьевая»;
- 9) определение необходимых объёмов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит трансформаторов на подстанции «Сырьевая».

Для обоснования экономической эффективности предлагаемого проекта необходимо произвести экономический расчет и определить объем капиталовложений и срок окупаемости проекта.

Предложенный проект должен отвечать всем требованиям безопасности и экологичности. Необходимо учесть меры при возникновении ЧС на взрывоопасных объектах ПС "Сырьевая", произвести оценку условий труда на проектируемом объекте.

В данной работе были использованы пакет офисных приложений Microsoft Office Word, Microsoft Office Visio, Microsoft Office Excel, ПК RastWin3, ПК Mathcad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая и климатическая характеристика района

Тобольск — город в Тюменской области России расположенный на севере Тюменской области, в месте впадения реки Тобол в Иртыш.

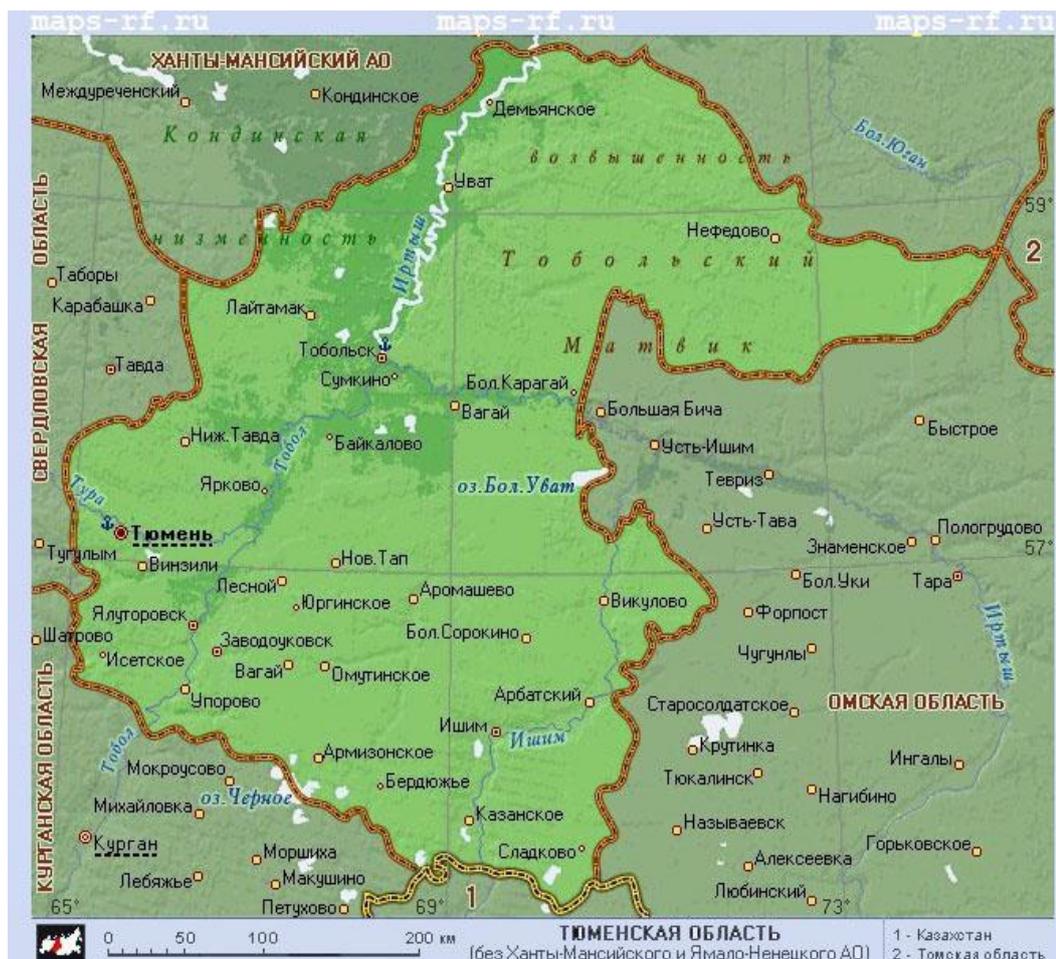


Рисунок 1 – География Тюменской области

Тобольск — основной узел южной части севера Тюменской области, второй по численности город этого региона, административно-экономический центр для трёх районов — Тобольского, Вагайского и Уватского (вместе с Нижнетавдинским составляющих северную группу районов юга Тюменской области). Размещён в южной тайге, почти у границы подтаёжной подзоны, в месте слияния двух крупных рек — Тобола и Иртыша, где течение Иртыша

резко меняет своё направление — с субширотного (с востока на запад), на суб-меридиональное (с юга на север) — с момента основания и до середины XVIII века это ставило город в узле важнейших речных магистралей Сибири. С началом освоения нефтяных и газовых месторождений этой территории Тобольск оказался одним из промежуточных транспортных центров на связывающих Тюмень и города Приобья железнодорожной и автодорожной магистралях. Также в районе Тобольска по направлению к Европейской России проходит ряд магистральных нефте- и газопроводов.

Тобольск является крупнейшим промышленным центром страны в области переработки сжиженных углеводородных газов, а также производства полимеров и мономеров.

В городе зарегистрирована крупнейшая газо- и нефтехимическая компания России Сибур Холдинг.

Для выполнения проектирования все необходимые данные по району были сведены в таблицу 1 [19].

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Район по гололеду	II
Степень загрязнения атмосферы	I
Толщина стенки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха окружающей среды	-45
Высшая температура воздуха окружающей среды	39
Число грозных часов в год, ч/г	80-100
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,5

1.2 Характеристика предприятия ООО "СИБУР Тобольск "

ООО «СИБУР Тобольск» — предприятие по переработке углеводородного сырья и выпуску полимеров, входящее в состав СИБУРа.

Производственные мощности ООО «СИБУР Тобольска» включают в себя центральную газофракционирующую установку по переработке широкой фракции легких углеводородов мощностью 8 млн. тонн в год, производство мономеров для выработки сжиженных углеводородных газов, бутадиена, изобутилена, а также метил-трет-бутилового эфира; производство полимеров для выработки полипропилена мощностью 500 тыс. тонн в год; производство электротеплопарогенерации мощностью 665 МВт по электрической энергии и 2 585 МВт по тепловой энергии.

«СИБУР Тобольск» осуществляет прием и переработку широкой фракции легких углеводородов, которая поступает на предприятие по продуктопроводу с западносибирских газоперерабатывающих заводов СИБУРа и других компаний.

В дальнейшем на газофракционирующей установке сырье разделяется на отдельные фракции: пропан, бутан, изобутан и т. д. Вещества проходят дополнительные стадии переработки, после чего получают сжиженные углеводородные газы и мономеры — бутадиен и изобутилен, которые поступают на нефтехимические предприятия СИБУРа. Изобутилен также используется «СИБУР Тобольском» для выработки метил-трет-бутилового эфира. Из пропана на полимерном производстве получают высококачественные марки полипропилена (табл. 2).

Таблица 2 - Выпускаемая продукция

Продукт	Применение
Пропан	В составе бытового и автомобильного топлива в качестве сырья для нефтехимии.
Изобутан	В составе бытового и автомобильного топлива в качестве сырья для нефтехимии.
Н-бутан	В составе бытового и автомобильного топлива в качестве сырья для нефтехимии.
Изопентан	В качестве сырья для нефтехимии, растворителя.
Н-пентан	В качестве сырья для нефтехимии, растворителя.
Бензин газовый стабильный (БГС)	В качестве сырья для нефтехимии, растворителя, компонента автомобильного топлива.
Бутадиен	Для производства латексов, термоэластопластов, каучуков.

Питание цехов по переработки углеводородов осуществляется с подстанций находящихся на территории Тобольской промышленной площадки. В собственности предприятия находится шесть подстанций напряжением 110 кВ, большая их часть запитывается от ПС Иртыш 500/220/110, находящейся в собственности МЭС Западной Сибири.

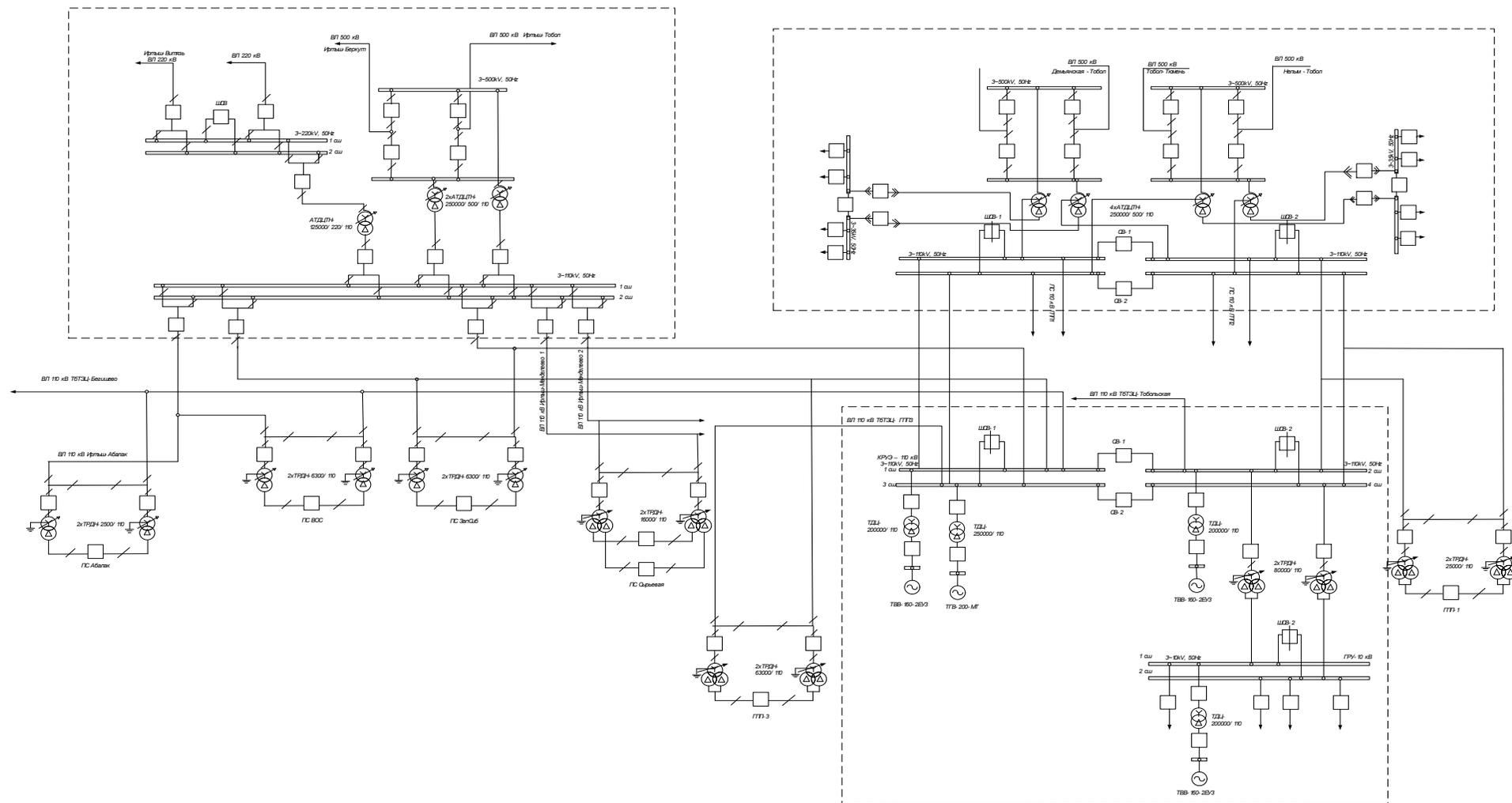


Рисунок 2 - Схема электроснабжения Тобольской промышленной площадки до реконструкции

1.3 Характеристика существующей схемы электроснабжения ПС "Сырьевая"

Источником питания рассматриваемой ПС Сырьевая 110/10 является ПС Иртыш 500 кВ.

Характеристика «ПС Иртыш»:

В состав ПС Иртыш входят ОРУ 500 кВ, ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ.

Схема ОРУ 500 кВ принята 7-Четырехугольник

Схема ОРУ-220 кВ принята 13-Две рабочие системы шин

Схемы ОРУ-110кВ принята 13-Две рабочие системы шин

На подстанции установлен автотрансформатор 220/110/10кВ мощностью 125 МВА и два автотрансформатора 500/110/10кВ мощностью 250 МВА каждый (рис.2).

ОРУ-110 кВ снабжает электроэнергией ПС Абалак, через отпайки от ВЛ 110 кВ Иртыш-ТбТЭЦ ПС ЗапСиб-2, ПС КОС и через отпайки от ВЛ 110 кВ Иртыш-Менделеево ПС Сырьевая. В свою очередь ПС Сырьевая снабжает энергией Товарно-сырьевой цех.

ПС Сырьевая является тупиковой подстанцией и на ней принята схема 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-16000/110/10 (рис.3).

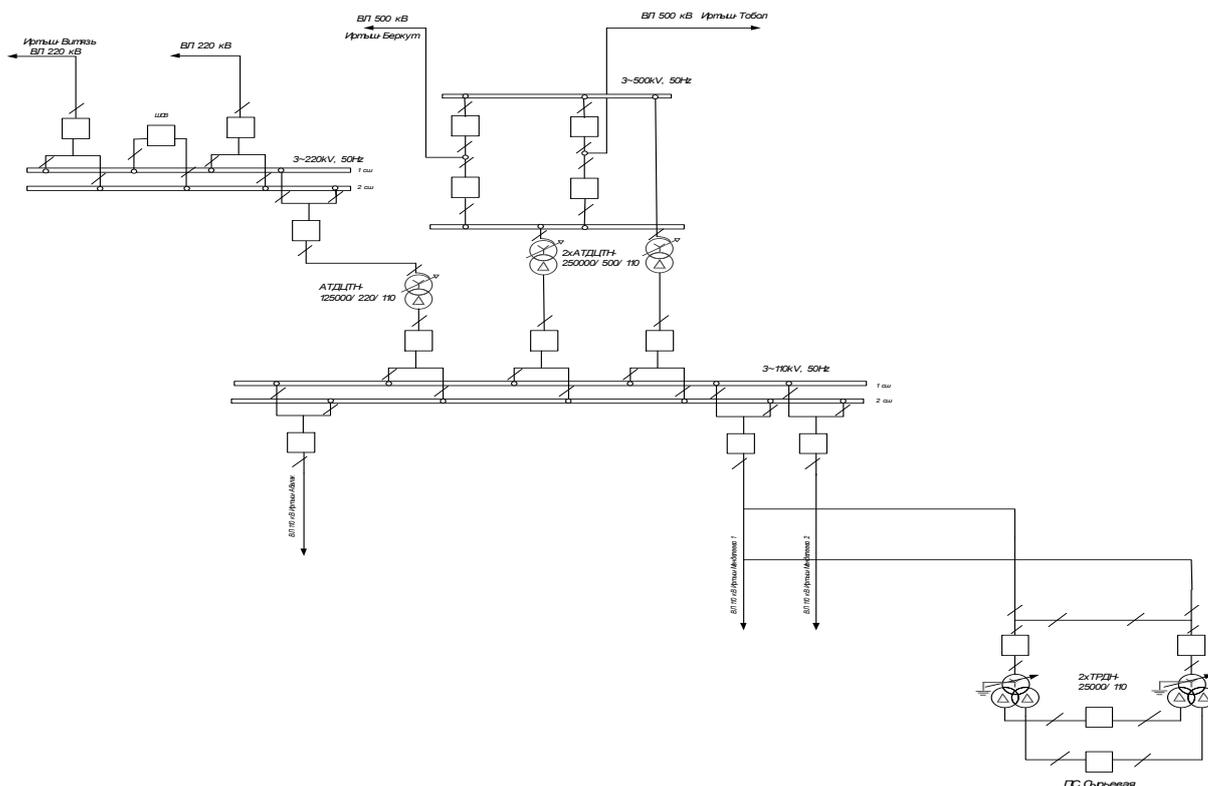


Рисунок 3 – Однолинейная схема электроснабжения ПС 110 кВ «Сыр'евая»

Характеристика «ТСЦ»:

Товарно-сырьевой цех предназначен для приёма, хранения и отгрузки сжиженных углеводородных газов и нестабильного газового бензина и другой химической продукции ООО «СИБУР Тобольск».

ТСЦ по характеру хранящихся продуктов относится по взрыво- и пожароопасности к категории «А». Категорию цеха определяют продукты, относящиеся к углеводородным газам и легковоспламеняющимся жидкостям с низкой температурой вспышки и высокой упругостью паров.

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства:

- нестабильный газовый бензин (НГБ);
- этан (C_2H_6);
- пропан (C_3H_8);
- бутан (C_4H_{10});
- метанол (CH_3OH);
- антифриз-65;

- этилмеркаптан (C₂H₅SH);
- азот (N₂);
- пар и паровой конденсат.

В состав ТСЦ входят следующие технологические отделения:

- отделение Б-3 - склад товарного пропана;
- отделение Б-1/1 - изотермическое хранилище пропана;
- отделение Б-1/2 - склад НГБ;
- отделение Б-10/1 - сливно-наливная эстакада.

1.4 Необходимость проектирования новых ЛЭП

В связи с переходом ООО "СИБУР Тобольск" на электроснабжение от собственных источников питания необходимо составить проект по электроснабжению ряда подстанций, находящихся в собственности предприятия. В данном проекте предлагается схема электроснабжения ПС Сырцевая от двух независимых источников ТбТЭЦ и ПС ЗапСиб.

Данным проектом предполагается повысить надежность электроснабжения ПС Сырцевая и повысить экономическую эффективность по средствам перехода на изолированное электроснабжение по сниженным тарифам и исключением платы за транзит электроэнергии. Кроме того, переход на собственное энергоснабжение улучшит контроль за состоянием энергосистемы и позволит повысить качество электроэнергии.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования, проводов и опор линий электропередачи.

Определяем расчётную мощность высоковольтных двигателей насосов и компрессоров:

$$C = P_c = \sum_{i=1}^n K_{bi} \cdot K_{zi} \cdot P_{номi}, \quad (1)$$

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

$$P_p = C \cdot \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{M}{C}} - 1\right), \text{ при } C \leq 0,75 \cdot M, \quad (3)$$

$$P_p = M, \text{ при } C > 0,75 \cdot M,$$

где K_{bi} – коэффициент включения ($K_{bi} = 0,77 \div 0,84$);

K_{zi} – коэффициент загрузки ($K_{zi} = 0,76 \div 0,84$);

P_c – средняя мощность нагрузки за наиболее загруженную смену;

$P_{номi}$ – номинальная мощность ЭП.

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (6)$$

В качестве примера найдём расчётную мощность высоковольтного электродвигателя, расположенного на отделение Б-1/2 в ЭП турбокомпрессора, МК-201А, В $P_{ном} = 4675$ кВт, режим работы – длительный, то есть $K_{bi} = 1$, а $K_{zi} = 0,84$, найдём C и M :

$$C = 1 \cdot 0,84 \cdot 4675 = 3927 \text{ кВт},$$

$$M = 4675 \text{ кВт}.$$

$$C = 3927 > 0,75 \cdot M = 3506,25,$$

$$P_p = M = 4675 \text{ кВт.}$$

Расчёт электрических нагрузок по остальным высоковольтным двигателям ТЭС приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт электрических нагрузок выше 1кВ

Отделение	$P_{\text{НОМ}}$, кВт	K_B	K_3	M	$0,75 \cdot M$	C	P_p , кВт	п, кол-во ЭД(раб/рез)	ΣP_p , кВт
Б-1/1	1600	1	0,75	1600	1200	1200	1200	3/1	4800
	315	1	0,75	315	236,5	236,5	236,5	2/1	630
Б-1/2	4675	1	0,84	4675	3506	3927	4675	1/1	4675
В-1ТС	1000	1	0,84	1000	750	840	1000	1/1	1000

Методом упорядоченных диаграмм является основным при определении расчётных нагрузок систем электроснабжения до 1000 В. По этому методу расчётная максимальная нагрузка группы ЭП:

$$P_{\text{max,p}} = K_p \cdot K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ}} = K_p \cdot P_{\text{см}}, \quad (7)$$

где K_p – расчетный коэффициент;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

Групповую номинальную мощность $P_{\text{НОМ}}$ определяют как сумму номинальных мощностей ЭП, за исключением резервных.

Для группы ЭП одного режима работы среднюю активную и реактивную мощности нагрузки за наиболее загруженную смену находят по формулам:

$$P_c = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ}}, \quad (8)$$

$$Q_c = P_c \cdot \text{tg}\varphi, \quad (9)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – значение тангенса, соответствующее средневзвешенному коэффициенту $\cos\varphi$, характерному для ЭП данного режима работы.

Коэффициент максимума активной мощности K_{\max} определяют по таблицам в зависимости от величины группового коэффициента использования $K_{\text{г}}$ и эффективного числа ЭП группы $n_{\text{э}}$.

Эффективным (приведённым) числом ЭП $n_{\text{э}}$ называют такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое даёт ту же величину расчётного максимума P_{\max} , что и группа ЭП, различных по мощности и режиму работы.

$$n_{\text{э}} = \left[\sum_1^n p_{\text{ном}} \right]^2 / \sum_1^n p_{\text{ном}}^2, \quad (10)$$

где n – действительное число приёмников;

$p_{\text{ном } i}$ – номинальная мощность i – го приёмника.

Приведём расчёт низковольтной нагрузки на примере электроприёмников отделения Б-1/2.

Здесь нагрузка представлена пятью основными группами: компрессоры, насосы, вентиляторы, электрозадвижки и освещение.

Рассмотрим вторую группу. Здесь установлено 23 насоса (без учёта резервных). Средневзвешенный $\cos\varphi$ группы равен 0,8, суммарная мощность ЭП равна 1061,9кВт, суммарная мощность квадратов мощностей ЭП равна 264911 кВт. Согласно [13] для нефтехимической промышленности коэффициент использования $K_{\text{г}}$ принимаем равным 0,83. Найдём значение m по выражению:

$$m = \frac{p_{\text{ном.макс.}}}{p_{\text{ном.мин.}}}, \quad (11)$$

где $p_{\text{ном.макс.}}$, $p_{\text{ном.мин.}}$ – номинальная мощность одного соответственно наибольшего и наименьшего электроприёмника группы.

При определении m допускается исключать мелкие электроприёмники, суммарная мощность которых, не превышает 5% от номинальной мощности всей группы.

$$m = \frac{390}{7,5} = 52 > 3.$$

Тогда, значение n_3 можно определить по более простой формуле:

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n p_{\text{ном.}i}}{P_{\text{ном.макс.}}} \quad (12)$$

Откуда получаем:

$$n_3 = \frac{2 \cdot 1061,9}{390} = 5.$$

По полученному значению n_3 и значению K_n по данным определяем значение расчетного коэффициента $K_p = 1,12$. Теперь определяем значение расчётной мощности:

$$P_p = 0,83 \cdot 1,12 \cdot 1061,9 = 987,14 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 987,14 \cdot \text{tg}(\arccos(0,8)) = 740,35 \text{ кВар},$$

$$S_p = \sqrt{987,14^2 + 740,35^2} = 1233,92 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Аналогично производится расчёт и для остальных групп электроприёмников. Полученные данные, а также расчёты низковольтной нагрузки этого и других объектов ТСЦ сведём в таблицу 4. Данные по нагрузкам остальных ПС приведены в приложении А.

Таблица 4 - Расчетные электрические нагрузки

Отделе ние	Назначение ЭП	Кол- во ЭП n	ΣP_n , кВт	ΣP_n^2 , кВт	m	K_n	$\cos\varphi$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, кВар	n_3	K_m	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВ·А
Б-1/1	К.А.	19	61,86	593,6	81	0,75	0,85	46,39	28,75	6	1,16	53,81	33,35	
	Н.А.	32	1152,5	135565,8	920	0,75	0,8	864,37	648,28	10	1,11	959,45	719,59	
	В.А.	34	248,1	4210,3	40	0,65	0,75	161,26	142,22	15	1,15	185,45	163,55	
	Эз.	63	128	373,8	116	0,4	0,6	51,2	68,26	64	1,11	56,83	75,77	
	Освещение		115,8			0,93	1	108,4	0		1		0	
Б-1/2	К.А.	3	270	24300	1	0,85	0,85	229,5	142,23	3	1	270	142,23	
	Н.А.	23	1061,9	264911	520	0,83	0,8	881,377	661,03	5	1,12	987,14	740,35	
	В.А.	32	668	19802	34	0,65	0,75	434,2	382,92	36	1,11	481,96	425,05	
	Эз.	24	46,03	147,5	11	0,4	0,6	18,41	24,54	23	1,24	22,83	30,44	
	Освещение		162,5			1	1	162,5	0		1		0	
Б-10	К.А.	9	151,7	10198,3	81	0,8	0,85	121,36	75,21	3,4	1,14	138,35	85,74	
	Н.А.	15	184,5	5005,25	37	0,7	0,8	129,15	96,86	7	1,21	156,27	117,20	
	В.А.	4	10,3	59,37	14	0,65	0,75	6,69	5,90	3	1	10,3	5,90	
	Эз.	7	34	169	1,4	0,4	0,6	13,6	18,13	7	1,58	21,48	28,65	
	Освещение		182,9			1	1	182,9	0		1		0	
Б-3	Н.А.	28	2463,35	755214,6	518	0,7	0,8	1724,35	1293,25	8,6	1,19	2051,97	1538,98	
	В.А.	4	16	83,5	2,6	0,65	0,75	10,4	9,17	4	1,35	14,04	12,38	
	Эз.	195	469,84	1613,11	10	0,4	0,6	187,93	250,58	234	1	187,93	250,58	
	Освещение		138,4			1	1	138,4	0		1	138,4	0	
В-1ТС	Н.А., В.А.		493			0,85	0,8	419,05	314,28		1	419	314,28	
	Эз.		17			0,4	0,6	6,8	9,06		1	6,8	9,06	
	Освещение		25,6			0,9	1	21,76	0		1	21,8	0	
АБК	В.А.		59,2			0,8	0,75	47,4	41,8		1	182,46	41,80	
	Освещение		150,1			0,9	1	135,1	0		1		0	
Итого по ТСЦ	Низковольтная нагрузка											6842,81	4734,94	8321,28
	Высоковольтная нагрузка											15780	-2063,14	15914,3
	Суммарная нагрузка											22622,8	2671,81	22780,0

Построение картограмм нагрузок

Картограмма нагрузок даёт первое представление о распределении нагрузок по территории объекта. Наиболее простой из способов построения картограмм состоит в изображении интенсивности распределения нагрузок приёмников при помощи кругов. В качестве центра круга выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) приёмника электроэнергии, а радиус круга связывают с расчётной мощностью приёмника электроэнергии; значение его находят из условий равенства расчётной мощности P_i в некотором масштабе площади круга:

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m, \quad (13)$$

где r_i – радиус круга;

m – масштаб.

Отсюда находим радиус круга:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}. \quad (14)$$

Каждый круг разделяют на секторы, центральные углы которых пропорциональны осветительной и силовой нагрузкам. В этом случае картограмма даёт представление не только о значении нагрузки, но и об её структуре.

Результаты вычислений радиуса окружностей для отделений цеха сведён в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчёт параметров картограммы

Наименование отделения или цеха	X, м	У, м	P_p , кВт	r , мм
Б-1/1	570	820	6795	46,5
Б-1/2	900	840	11274	60
Б-10	690	305	509	12,7
Б-3	2020	145	2392	27,6
АБК	1320	150	182	7,6
В-1ТС	1360	535	1447	21,5

По данным таблицы 5 найдём ЦЭН всего цеха, координаты x_0 и y_0 рассчитываются по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_p \cdot x_i}{\sum P_p}, \quad (15)$$

$$y_0 = \frac{\sum P_p \cdot y_i}{\sum P_p}, \quad (16)$$

$$x_0 = 947,4 \text{ м,}$$

$$y_0 = 723,3 \text{ м.}$$

На основании проведенных расчетов была построена картограмма нагрузок (рисунок 4).

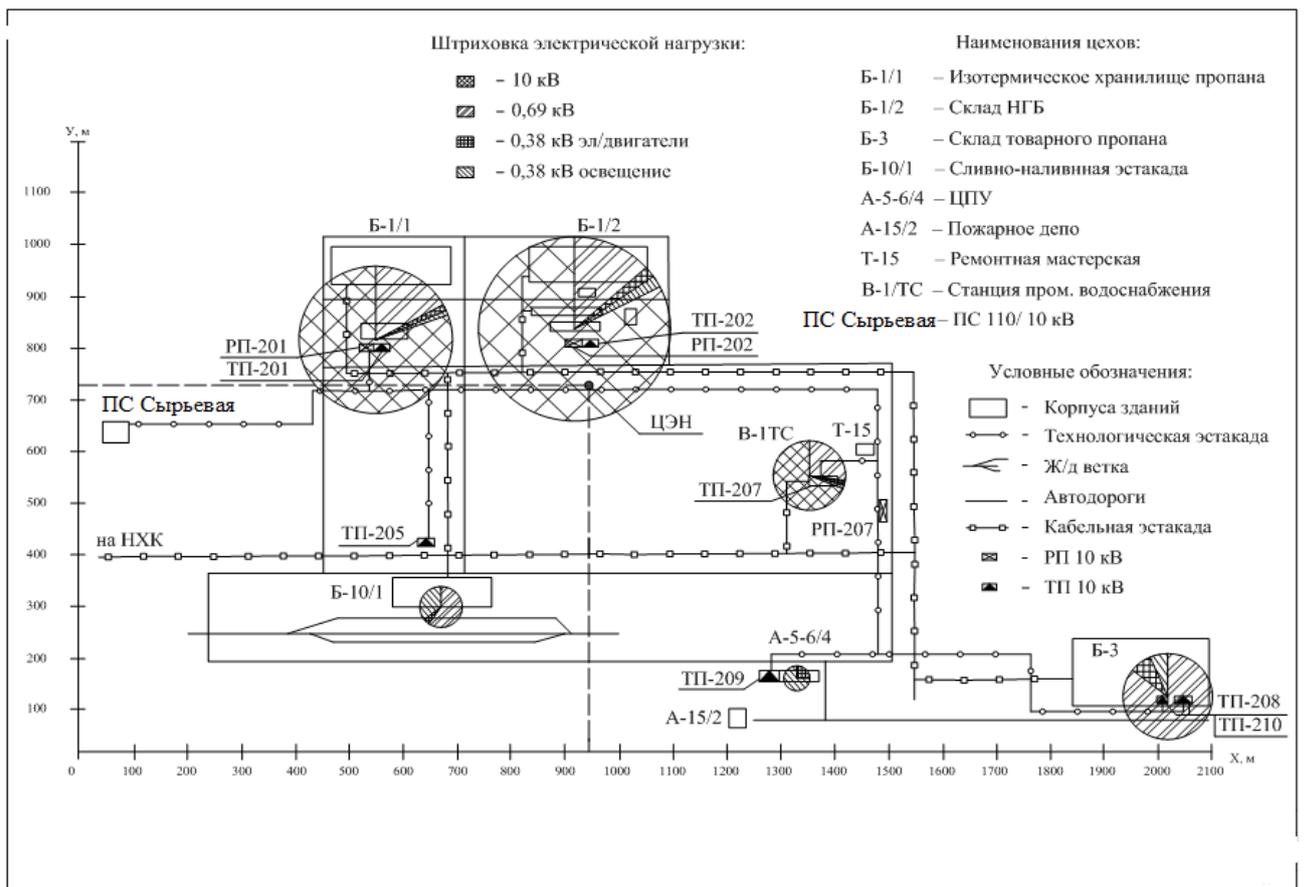


Рисунок 4 –Картограмма энергоснабжения ТСЦ

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На начальном этапе проектирования у нас есть существующая схема ПС Сырьевая, относящаяся к электроприемникам первой категории, которую нам необходимо запитать от двух независимых источников ПС ЗапСиб и ТбТЭЦ.

Характеристика «ПС ЗапСиб»:

В состав ПС ЗапСиб входят ОРУ 500 кВ, ОРУ 110 кВ и ЗРУ 35 кВ.

Схема ОРУ 500 кВ принята 7-Четырехугольник

Схема ОРУ-110 кВ принята 13Н-Две рабочие системы шин

Схемы ОРУ-35кВ принята 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин

На подстанции установлены четыре автотрансформатора 550/110/35кВ мощностью 250 МВА .

ОРУ-110 кВ снабжает электроэнергией ГПП1 и ГПП2. Помимо этого планируется проект по объединению ТбТЭЦ с ПС ЗапСиб по средствам возведения четырех ЛЭП 110кВ.

Характеристика «ТбТЭЦ»:

В состав ТбТЭЦ входят КРУЭ 110 кВ и ГРУ 10 кВ.

Схема КРУЭ 110 кВ принята 13Н-Две рабочие системы шин

Схема ГРУ-10 кВ принята 13Н-Две рабочие системы шин

На ТЭЦ установлены три генератора мощностью 200 и 250 МВА.

КРУЭ-110 кВ снабжает электроэнергией ГПП3, ПС Бегишево и ПС Тобольская.

Описание электроснабжения ПС Сырьевая Вариант №1 (рис. 5).

Вариант №1 заключается в подключение ПС Сырьевая к КРУЭ 110 кВ ТбТЭЦ через два кабельных ввода. Данный вариант является наиболее надежным и удобным в эксплуатации, но помимо этого представленный вариант является экономически невыгодным, т.к для реализации данного проекта

необходимо расширить РУ на ТбТЭЦ и установить необходимое оборудование на КРУЭ. Данный проект отклоняется на этапе проектирования.

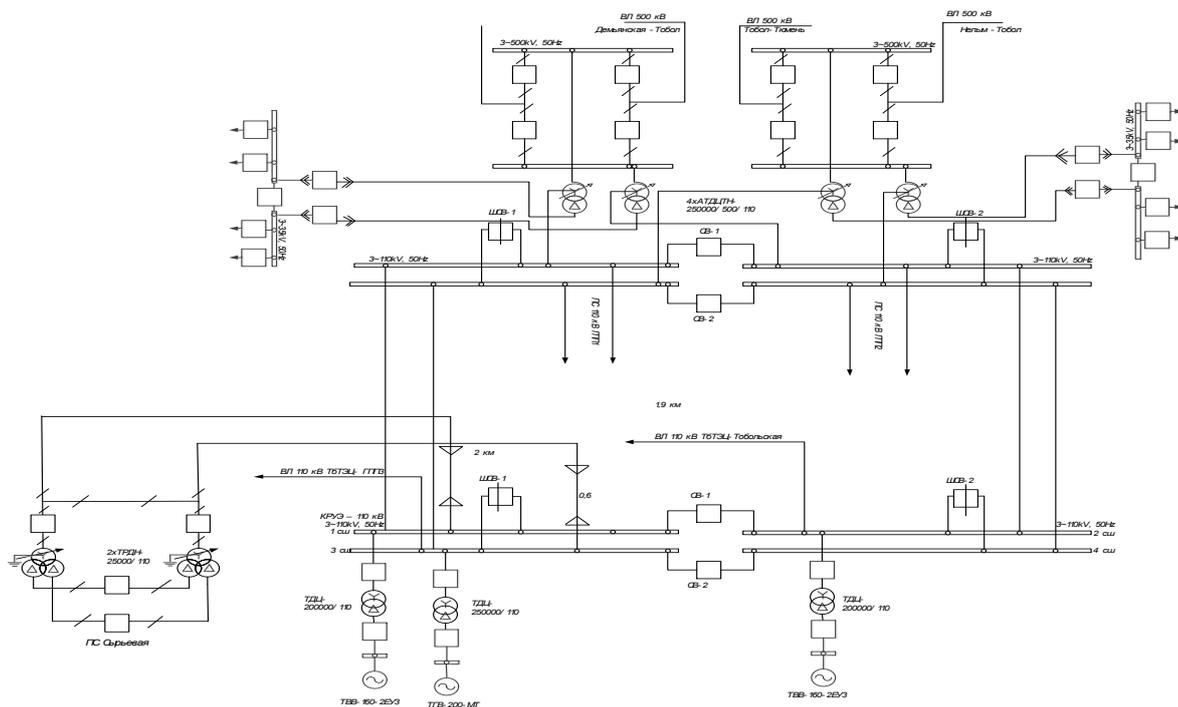


Рисунок 5 - Вариант № 1 электроснабжения ПС Сырьевая

Описание электроснабжения ПС Сырьевая Вариант №2 (рис. 6).

В варианте № 2 подразумевается произвести подключение ПС Сырьевая через две отпайки двучепной ЛЭП 110 кВ ПС ЗапСиб - ТбТЭЦ. Данный проект является наиболее экономичным, т.к в нем отсутствует необходимость установки дорогостоящих выключателей. Помимо этого данный вид подключения имеет ряд недостатков: сложность в выводе в ремонт ЛЭП 110 кВ ПС Сырьевая, снижение надежности электроснабжения. Данный проект отклоняется на этапе проектирования.

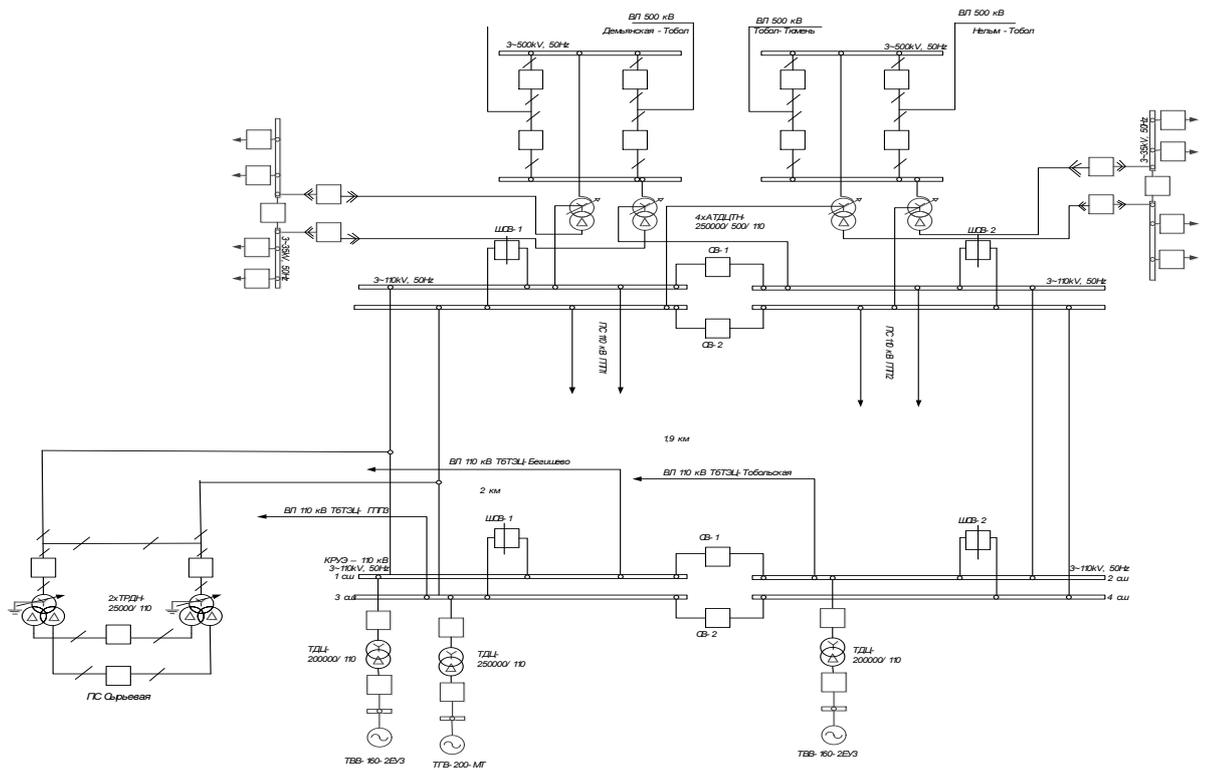


Рисунок 6 - Вариант № 2 электроснабжения ПС Сырвеая

Описание электроснабжения ПС Сырвеая Вариант №3 (рис. 7).

В данном варианте электроснабжение будет осуществляется от отпайки ЛЭП 110 кВ ПС ЗапСиб-ТбТЭЦ и от КРУЭ 110 кВ ПС ЗапСиб. Данный проект отклонен на проектной стадии так как линия прокладываемая до ПС ЗапСиб длинее (11 км) по сравнению с ЛЭП прокладываемой до КРУЭ ТбТЭЦ (2,6 км).

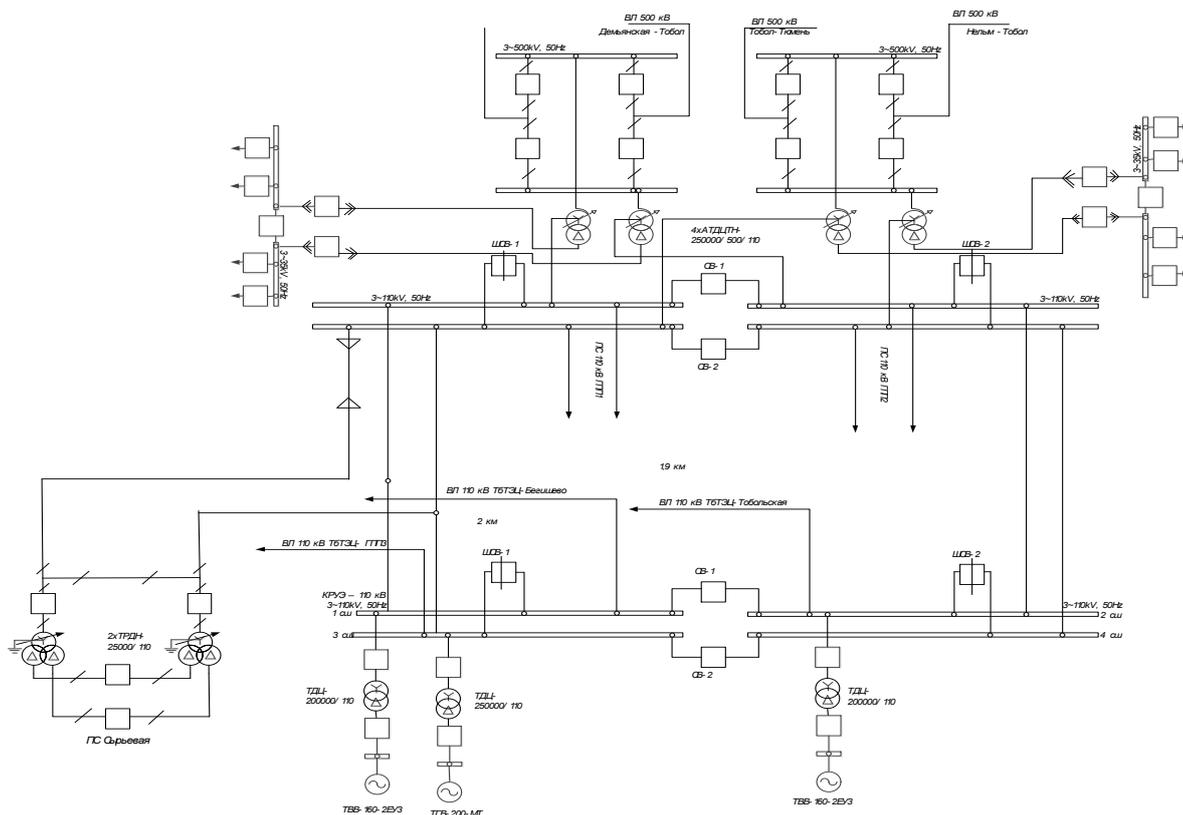


Рисунок 7 - Вариант № 3 электроснабжения ПС Сырьевая

Описание варианта снабжения ПС Сырьевая Вариант № 4(рис. 8)

На основании полученных данных нами был разработан наиболее надежный и одновременно экономичный вариант подключения ПС Сырьевая, согласно которому ПС Сырьевая будет запитана КРУЭ 110 кВ Т6ТЭЦ и от отпайки ВЛ 110 кВ Т6ТЭЦ-ПС ЗапСиб.

Данный вариант является наиболее надежным, т.к питание осуществляется от двух независимых источников, а так же экономически эффективным, введу того что основную часть ЛЭП составляют ВЛ, по сравнению с вариантами питания от других ПС где использовался бы преимущественно кабель.

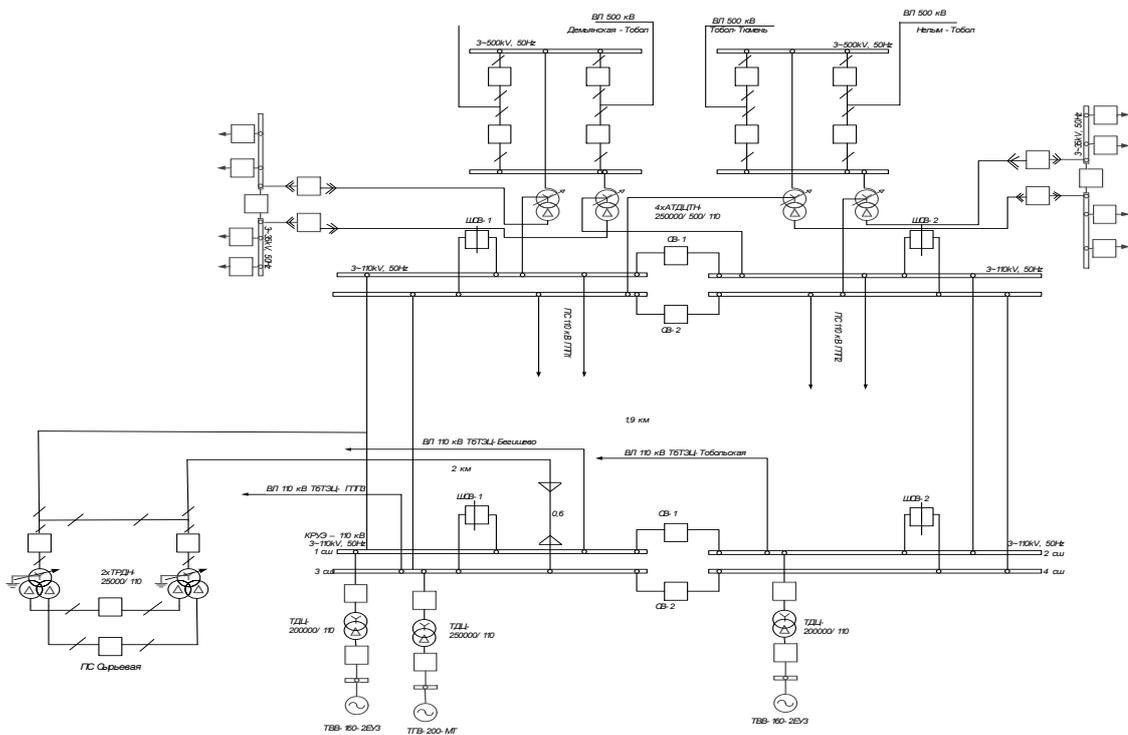


Рисунок 8 - Вариант № 4 электроснабжения ПС Сыр'евая

Питание от ячейки ТбТЭЦ

При обеспечении питания от ячейки ТбТЭЦ необходимо расширить распредустройство КРУЭ-110 кВ за счет наличия свободных мест. Посредством первичного замера была определена суммарная длина трассы 2,66 км.

Наличие переходов через естественные и искусственные преграды:

- автодорога;
- теплотрасса (2 пересечения);
- газопровод "ГРС Тобольская - Тобольская ТЭЦ", ОАО "Газпром газораспределение Север";
- газопровод "Г/п Ду200 Городская котельная №1 - ООО "Золотая рожь", ОАО "Газпром газораспределение Север"
- трубопровод Ст. Ду1020 P=1,2 МПа.

При заходе в КРУЭ 110 кВ ТбТЭЦ необходимо предусмотреть участок КЛ длиной 0,66 км.

При обеспечении питания от отпайки ВЛ 110 кВ ТБТЭЦ-ЗапСиб-4 необходимо произвести выбор места и конструкции отпаечной опоры. Посредством первичного замера была определена суммарная длина трассы 1,9 км.

Наличие переходов через естественные и искусственные преграды:

- ВЛ 600 кВ Иртыш-Демьянская
- железнодорожные пути к станции Денисовка ;
- автодорога;
- теплотрасса (2 пересечения);
- газопровод "ГРС Тобольская - Тобольская ТЭЦ", ОАО "Газпром газораспределение Север";
- газопровод "Г/п Ду200 Городская котельная №1 - ООО "Золотая рожь", ОАО "Газпром газораспределение Север"
- трубопровод Ст. Ду1020 Р=1,2 МПа;
- ВЛ 110 кВ ТЭЦ-КОС -1,2;
- ВЛ-600 кВ Иртыш-Беркут

Выбор силовых трансформаторов на ПС Сырьевая

Расчётная мощность цеха составляет 22,78 МВ·А. Суточный график равномерный, коэффициент заполнения равен практически 1. В дальнейшем предполагается расширение технологических мощностей.

Определяем тип и число трансформаторов на ПС Сырьевая. Тип трансформатора зависит от места установки, температуры окружающей среды, напряжения на высокой и низкой стороне, наличия ударных нагрузок среди ЭП, необходимости снижения токов короткого замыкания и т.п. Ввиду наличия на подстанции всего двух напряжений необходимо будет применить двухобмоточный трансформатор. Для ограничения токов КЗ применим трансформаторы с расщеплёнными обмотками. Нагрузки цеха относятся к первой категории по требованиям надёжности электроснабжения, данная надёжность обеспечивается наличием двух независимых источников питания. То есть необходимо иметь минимум один трансформатор на одну

секцию шин, следовательно, на ПС должны быть установлены два трансформатора.

Предварительно производим выбор трансформатора марки ТРДН 25000/110.

$$k_{3,25} = \frac{S}{n \cdot S_{mp}} = \frac{22,78}{2 \cdot 25} = 0,45. \quad (13)$$

При отключении одного из трансформаторов 25 МВ·А оставшийся в работе трансформатор сможет пропустить без перегрузки всю потребляемую мощность:

$$S_{н.т.п} = 25 > 22,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим годовые потери мощности и энергии в трансформаторах.

Принимаем при расчётах коэффициент изменения потерь активной мощности $k_{и.п} = 0,07 \text{ кВт/кВ} \cdot \text{А}$.

$$\Delta Q_{x,x} = S_{н.т.п} \cdot I_{x,x} / 100, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{к.з} = S_{н.т.п} \cdot u_k / 100, \quad (15)$$

$$\Delta P'_{x,x} = \Delta P_{x,x} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{x,x}, \quad (16)$$

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{к.з} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{к.з}. \quad (17)$$

Данные по расчётам приведены в приложении А. При выборе трансформатора также учитывалось дальнейшее расширение цеха (ввод мощностей отделения Б-4/1 с проектной мощностью $S_p = 1594 \text{ кВ} \cdot \text{А}$).

Выбор марки и сечения проводов и кабелей

Сечение провода – это один из важнейших параметров линии. С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них.

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбирается с помощью метода экономических токовых интервалов.

Для того, чтобы выбрать марку провода ВЛ необходимо определить расчетное значение тока по линии:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot a_t \cdot a_i, \quad (18)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;
 a_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы;

I_{max} – максимальный ток, протекающий по линии.

Максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (19)$$

где P – поток максимальной активной мощности, МВт;

Q – поток максимальной реактивной мощности, Мвар;

$n_{ц}$ – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

По значению расчетного тока определяется сечение провода ВЛ.

$$I_{MAX} = \frac{\sqrt{22,622^2 + 2,671^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ А}$$

$$I_{расч110} = 0,12 \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 126 \text{ А}$$

Выбираем сечение проводов АС-150/24.

Для питания ПС Сырьевая от ТбТЭЦ выбираем кабель марки АПвП, прокладываемый в траншее.

Выбор кабелей производим по четырём условиям:

а) по электрической прочности.

$$U_{н.каб.} = 110 \text{ кВ} = U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ}$$

б) по нагреву в аварийном режиме.

Ток в аварийном режиме $I_{ав.}$ А:

$$I_{ав} = 1,3 \cdot \frac{S_{н.мп}}{U \cdot \sqrt{3}} = 1,3 \cdot \frac{\sqrt{22,622^2 + 2,671^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 155 \text{ А} \quad (20)$$

$$I_{доп.} = 351 \text{ А} = I_{ав.} = 155 \text{ А}$$

Принимаем кабель АПвП2Г 1х185/25- 110кВ

в) определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие $I_{\phi} > I_{расч.ав}$.

$$I_{\phi} = k_1 k_2 k_3 I_{д.м} \quad (21)$$

где k_1 - температурный коэффициент = 1,22

k_2 - коэффициент сопротивления почвы = 1

k_3 - коэффициент учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее

$$I_{\phi} = 1,22 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 351 = 428 \text{ A}$$

$I_{\phi} > I_{расч.ав}$

г) по термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Минимальное сечение кабеля $F_{мин.}$, мм²

$$F_{мин} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad , \quad (22)$$

где $I_{кз} = 11400 \text{ A}$ - трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-10 кВ;

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (23)$$

T_a - постоянная затухания апериодической составляющей;

$t_l = t_z + t_{о.в} = 0,3 + 0,045 \text{ с} = 0,345 \text{ с}$ - время действия защиты с учетом полного отключения выключателя;

$t_z = 0,3 \text{ с}$ – время действия максимально-токовой защиты;

$t_{о.в} = 45 \text{ мс}$ или $0,045 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя;

$C = 91$ - термический коэффициент при номинальных условиях для кабелей с алюминиевыми жилами.

$$F_{мин} = 11400 \cdot \frac{\sqrt{5,445}}{95} = 120,48 \text{ мм}^2$$

Исходя из всех условий принимаем кабель АПвП2Г 1х185/25- 110кВ.
Для соединения выбираем кабельные муфты марки 1ПСТ-110.

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Составление схемы замещения для расчета установившихся режимов

Под *установившимся режимом* электрической сети понимается такой нормальный или послеаварийный режим, в котором токи, напряжения и мощности в ее элементах принимаются неизменными. Расчет установившегося режима подразумевает определение этих токов, напряжений и мощностей, которые характеризуют режим электрической сети называются *параметрами режима*.

Для дальнейшего расчета электрической сети необходимо рассчитать активное и индуктивное сопротивления, реактивную проводимость, коэффициенты трансформации линий по следующим формулам:

$$R_L = r_0 \cdot l_L \quad (24)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии;

l_L – длина линии.

$$X_L = x_0 \cdot l_L, \quad (25)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии.

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}, \quad (26)$$

где ΔQ_x – потери реактивной мощности на холостой ход

U_{BH} – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора.

$$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (27)$$

где U_{HH} – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора.

$$G_T = \frac{\square P_x}{U_{BH}^2}, \quad (28)$$

где $\square P_x$ – потери активной мощности на холостой ход;

Все рассчитанные параметры для трансформаторов и линий по формулам 16-18 представим в виде таблицы 7, полный расчет представлен в Приложении Б.

Таблица 7 – Параметры трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K _{тр}
1	2	1ВН ПС записиб - 1От Пс записиб 1	1.7	107.5	85.1	1
2	4	1От Пс записиб 1 - 1НН ПС записиб 1	3.52	132.5	85.1	0.077
2	3	1От Пс записиб 1 - 1СН ПС записиб	0.47		85.1	0.24
1	5	1ВН ПС записиб - 1От Пс записиб 2	1.7	107.5	85.1	1
5	6	1От Пс записиб 2 - 1НН Пс записиб 2	3.52	132.5	85.1	0.077
5	3	1От Пс записиб 2 - 1СН ПС записиб	0.47		85.1	0.24
8	9	2ВН ПС записиб - 2ОТ ПС записиб 1	1.7	107.5	85.1	1
9	11	2ОТ ПС записиб 1 - 2НН Пс записиб 1	3.52	132.5	85.1	0.077
9	13	2ОТ ПС записиб 1 - 2СН Пс записиб 1	0.47		85.1	0.24
8	10	2ВН ПС записиб - 2От Пс записиб 2	1.7	107.5	85.1	1
10	12	2От Пс записиб 2 - 2НН ПС записиб 2	3.52	132.5	85.1	0.077
10	13	2От Пс записиб 2 - 2СН Пс записиб 1	0.47		85.1	0.24

4.2 Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin

Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимальной необходимой для каждого узла является его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реак-

тивную мощность потребления. Для узлов с генераторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности и указать для них фиксированный модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности.

Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению коэффициента трансформации. Для ЛЭП коэффициент трансформации равен нулю, а для трансформаторов – отличным от нуля. Полное описание исходных данных и расчетных величин, относящихся к узлам и ветвям, приведено в Приложении В.

Анализ полученных результатов

Отклонение напряжения в узлах должно быть не более 10% и определяется по формуле [4]:

$$\delta U = \frac{U_i - U_{ном}}{U_i} \text{ кВ}, \quad (28)$$

ПВК RastrWin 3 позволяет делать автоматическую выборку напряжений, которые превышают отклонения более чем на 5%

Полученные результаты представлены в таблице 8:

Таблица 8 – Отклонение напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	V	dV
2	1От Пс записб 1	500	491.14	-4.77
5	1От Пс записб 2	500	491.14	-4.77
9	2ОТ ПС записб 1	500	491.81	-4.64
10	2От Пс записб 2	500	491.81	-4.64
14	1Вн Тэц	110	113.56	4.97
15	2 Вн Тэц	110	113.55	4.96
27	КЛ	110	114.51	4.01
32	к Бегищево	110	114.46	4.87
33	к ТОбольской	110	114.45	4.86

Также необходимо проверить токовую загрузку. ПВК RastrWin 3 позволяет определять токовые загрузки ЛЭП и трансформаторов. Полученные значения токовой загрузки представлены в Приложении В. ПВК RastrWin 3 позволяет проверить установленное оборудование и сечение ЛЭП в аварийном режиме. Полученные данные представлены в Приложение В, результаты расчета отклонения напряжения в аварийном режиме сведены в таблицы

Таблица 9 - Отклонения напряжений при отключении ВЛ ТбТЭЦ- ПС Сырневая

Номер	Название	U_ном	V	dV
2	1От Пс записб 1	500	471.14	-5.77
5	1От Пс записб 2	500	471.14	-5.77
9	2ОТ ПС записб 1	500	471.81	-5.64
10	2От Пс записб 2	500	471.81	-5.64
14	1Вн Тэц	110	116.56	5.97
15	2 Вн Тэц	110	116.55	5.96
27	КЛ	110	115.51	5.01
32	к Бегищево	110	116.46	5.87
33	к ТОбольской	110	116.45	5.86

Таблица 10 - Отклонения напряжений при отключении ВЛ ТбТЭЦ - ПС Иртыш

Номер	Название	U_ном	V	dV
2	1От Пс записб 1	500	471.14	-5.77
5	1От Пс записб 2	500	471.14	-5.77
9	2ОТ ПС записб 1	500	471.81	-5.64
10	2От Пс записб 2	500	471.81	-5.64
14	1Вн Тэц	110	116.56	5.97
15	2 Вн Тэц	110	116.55	5.96
27	КЛ	110	115.51	5.01
32	к Бегищево	110	116.46	5.87
33	к ТОбольской	110	116.45	5.86

Для регулирования напряжения с помощью ПВК RastrWin 3 были выбраны отпайки, полученные значения приведены в Приложении В. Итогом

расчета аварийного режима стало изменение сечения проводов от ТбТЭЦ до ПС Сырьевая на АС-185/24

5 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС СЫРЬЕВАЯ

5.1 Расчёт токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Мощность КЗ питающей системы примем согласно данным цеха электроснабжения ООО «СИБУР Тобольск» равным $S_{кз.маx} = 2932 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Расчёт выполним в относительных единицах, для этого необходимо определить базисные условия и значения сопротивлений элементов цепи в относительных единицах.

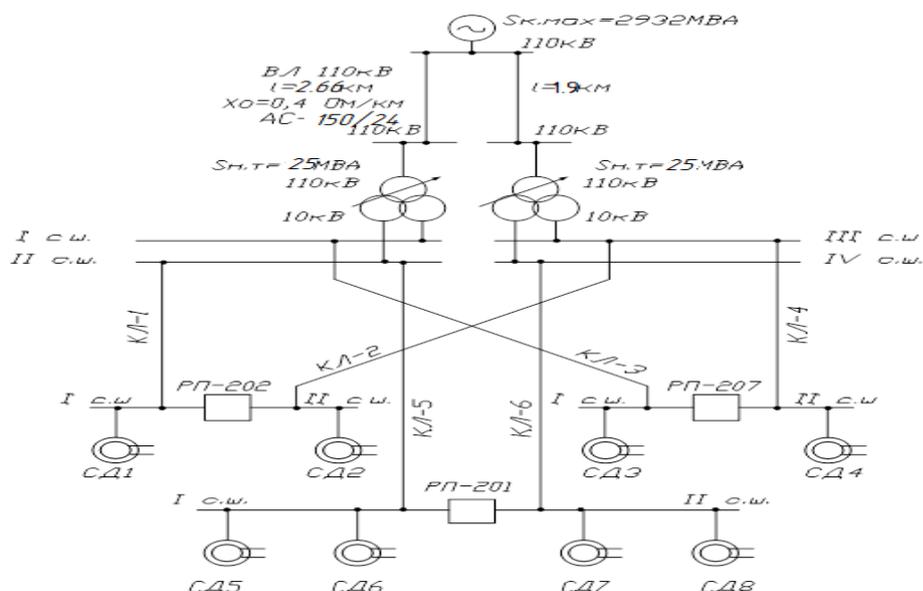


Рисунок 8 - Расчетная схема ПС Сырневая

Расчет приведен в Приложении Г

Таблица 16 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6
$I_{по}, \text{кА}$	10,25	13,17	11,65	11,7	12,04	11,43
$k_{уд}$	1,8	1,92	1,92	1,6	1,6	1,6
$i_y, \text{кА}$	26,09	35,76	31,63	26,47	27,24	25,86

5.2 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производят по следующим пунктам:

- по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном.апп.}} \geq U_{\text{ном.}} \quad (55)$$

где $U_{\text{ном.апп}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроустановки.

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.}} \quad (56)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{раб.мах}}$ – наибольший ток утяжелённого режима.

- по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (57)$$

где $i_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей и амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания.

- по отключающей способности на возможность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{пт}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

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

- по термической стойкости:

$$W_k \leq I_t^2 t_t, \quad (59)$$

где W_k – расчётный импульс квадратичного тока короткого замыкания;

I_t – ток термической стойкости выключателя;

t_t – длительность протекания тока термической стойкости.

При удалённом коротком замыкании значение теплового импульса тока короткого замыкания W_k можно определить по формуле:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (\tau + T_a), \quad (60)$$

где τ – расчётное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Расчётное время отключения выключателя τ определяется в соответствии с выражением:

$$\tau = t_{p.з.min} + t_{с.в.откл}, \quad (61)$$

где $t_{p.з.min}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты (принимается равным 0,01 с для первой ступени защиты и $0,01 + \Delta t_c$ для Δt_c последующих ступеней, где Δt_c – ступень селективности);

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

Результаты выбора выключателей сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор выключателей для ОРУ-110 и РУ-10

Условия выбора	Место установки	На вводах тр-ра	СВ, на вводах шин	Фидеры ПС Сырьевая
Нормальный режим	тип установки	наружная	внутренняя	внутренняя
	$U_{ном}, кВ \geq U_{уст}$	110 = 110	10 = 10	10 = 10
	$I_{ном}, кА \geq I_{раб., max}$	1 > 0,12	1,6 > 1,32	1,6 > 0,62
	$I_{откл}, кА \geq I_{по}$	20 > 10,25	20 > 13,17	20 > 13,17
тип выключателя		ВГТ-110-20/1000УХЛ1	ВВ/TEL-10-1600-20У3	ВВ/TEL-10-630-20У3
Электродинамическая стойкость	$i_{дин} кА \geq i_y$	52 > 15,47	52 > 35,76	52 > 35,76
Симметричный ток выключения	$I_{пт}, кА \leq I_{откл}$	10,25 < 20	13,17 < 20	13,17 < 20
Термическая стойкость	$T_a, с$	0,05	0,05	0,05
	$\tau = t_p/3 + t_{с.в.}, с$	2,5+0,05	0,6+0,07	0,6+0,07
	$I_t^2 t_t, кА^2 \cdot с \geq В_k$	202·3 > 273,2	202·3 > 124,8	202·3 > 124,8

Таблица 18 – Выбор выключателей для РП-10кВ

Условия выбора	Место установки	СВ, на вводах шин РП-201	СВ, на вводах шин РП-202	СВ, на вводах шин РП-207
----------------	-----------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------

	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	7,55	11,35	4,66
Нормальный режим	тип установки	внутренняя	внутренняя	внутренняя
	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ} \geq U_{\text{УСТ}}$	10 = 10	10 = 10	10 = 10
	$I_{\text{НОМ}}, \text{кА} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$	0,63 > 0,42	1,0 > 0,62	0,63 > 0,26
	$I_{\text{ОТКЛ}}, \text{кА} \geq I_{\text{ПО}}$	20 > 12,04	20 > 11,7	20 > 11,43
тип выключателя		ВВ/TEL-10-630-20У3	ВВ/TEL-10-1000-20У3	ВВ/TEL-10-630-20У3
Электродинамическая стойкость	$i_{\text{ДИН}}, \text{кА} \geq i_{\text{УЛ}}$	52 > 15,8	52 > 15,34	52 > 14,99
Симметричный ток выключения	$I_{\text{ПТ}}, \text{кА} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$	12,04 < 20	11,7 < 20	11,43 < 20
Термическая стойкость	$T_{\text{а}}, \text{с}$	0,01	0,01	0,01
	$\tau = t_{\text{р/3}} + t_{\text{с.в.}}, \text{с}$	0,6+0,07	0,6+0,07	0,6+0,07
	$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq W_{\text{К}}$	$20^2 \cdot 3 > 104,4$	$20^2 \cdot 3 > 98,6$	$20^2 \cdot 3 > 94,1$

5.3 Выбор разъединителей

Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Разъединители выбирают по номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}}$, номинальному длительному току $I_{\text{НОМ}}$, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость. В целом условия выбора разъединителей приведены в таблице 4.3. Разъединители выбираются также по роду установки и конструктивному исполнению.

Таблица 19 – Выбор разъединителей

Место установки, тип разъединителя	Расчётный параметр цепи	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
ЗРУ-10, РВК-10/2000У3	$U_{\text{УСТ}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
	$I_{\text{РАБ МАХ}}=1,32\text{кА}$	$I_{\text{НОМ}}=2000\text{А}$	$I_{\text{РАБ МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$
	$i_{\text{У}}=35,76\text{кА}$	$i_{\text{М ДИН}}=85\text{кА}$	$i_{\text{У}} \leq i_{\text{М ДИН}}$
	$W_{\text{К}}=124,8(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$I_{\text{Т}} \cdot \tau=3969$	$W_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \tau$
ОРУ-110, РНДЗ-2-110/1000У1	$U_{\text{УСТ}}=110\text{кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=110\text{кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
	$I_{\text{РАБ МАХ}}=0,12\text{кА}$	$I_{\text{НОМ}}=1000\text{А}$	$I_{\text{РАБ МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$

	$i_y=15,47\text{кА}$	$i_m \text{ дин}=80\text{кА}$	$i_y \leq i_m \text{ дин}$
	$В_k=273,2(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$I_t \cdot t_t=3969$	$В_k \leq I_t^2 t_t$

5.4 Выбор измерительных трансформаторов

Для контроля за режимом работы электроприёмников, а также для производства технического учёта и коммерческого расчёта с энергоснабжающей организацией применяются контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Трансформаторы тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчёты, должны иметь класс точности не более 0,5S. Для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих электроизмерительных приборов – не ниже 3, а для релейной защиты – класса 10 (Р). Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, вторичная нагрузка Z_{2p} не должна превышать номинальную $Z_{2ном}$, задаваемую в каталогах.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают $Z_{2p}=r_{2p}$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (62)$$

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности:

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_{2ном}^2, \quad (63)$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

В распределительных устройствах – 10 кВ применяются трансформаторы с $I_{2ном}=5\text{А}$, в РУ 110 кВ – 1А или 5А.

Примем к установке на вводе 110 кВ следующий прибор: амперметр Э-365-1. Потребляемая мощность фазы $S_{пр} = 0,1$ кВ·А. В данной цепи $I_{раб.макс} = 120$ А. Принимаем к установке ТВТ110-І-600/5. Его данные: $U_H = 110$ кВ, $I_{1H} = 300$ А, $I_{2H} = 5$ А, $k_T = 25$, $t = 3$ с. Так как ТТ не для денежных расчётов, то класс точности равен 3 и в этом классе точности $Z_{2ном} = 1$ Ом.

$$r_{приб} = 0,1/5^2 = 0,004 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов примем: $r_k = 0,05$ Ом.

Находим сопротивление проводов:

$$r_{пр} \geq Z_{2ном} - r_k - r_{приб}, \quad (64)$$

$$r_{пр} \geq 1 - 0,05 - 0,004 = 0,946 \text{ Ом.}$$

Примем $l_{расч} = 50$ м – расчётная длина контрольного кабеля.

Находим сечение кабеля, приняв сечение кабеля выполненным из меди ($\rho = 0,016$ Ом·мм²/м) по выражению:

$$S = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (65)$$

$$S = 0,028 \cdot \frac{50}{0,946} = 0,99 \text{ мм}^2.$$

Так как кабель медный, то по условиям механической прочности принимаем: $S_{ст} = 2,5$ мм².

Проверка ТТ:

- на термическую стойкость:

$$(25 \cdot 400)^2 \cdot 3 = 300,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 273,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как ТТ встроен в силовой трансформатор, то проверка на электродинамическую стойкость не проводится. Следовательно, ТТ годен.

На вводах 10 кВ принимаем к установке измерительные приборы, приведённые в таблице 20.

Таблица 20 – Измерительные приборы в цепи ТТ 10 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Количество	Мощность в фазе, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-365-1	1	–	0,1	–
Ваттметр	Д-305	1	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	1	0,5	–	0,5
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02	1	1,5	–	1,5
Итого			2,8	0,4	2,8

Так как устанавливаемые счётчики предназначены для денежных расчётов, то класс точности счётчиков активной энергии должен быть не ниже 1, класс точности счётчиков реактивной энергии должен быть не ниже 1.5, следовательно, класс точности ТТ должен быть 0,5.

Выбор измерительных ТТ для остальных вводов и линий приведён в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока

Линия	Тип ТТ	Коэф-т тран-и	Расчётные параметры	Каталожные данные	Условия выбора
Ввод 10 кВ	ТПЛК-10	1500/5	$U_{уст}=10$ кВ $I_{раб.мах}=1320$ А $i_y=35,76$ кА $B_k=281,4$ кА ² ·с $R_{пр}=0,328$ Ом	$U_n=10$ кВ $I_n = 1500$ А $i_{дин}=74,5$ кА $I_T^2 t_T=15037,92$ кА ² ·с $R_{доп} = 0,4$ Ом	$U_n \geq U_{уст}$ $I_n > I_{раб.мах}$ $i_{дин} > i_y$ $I_T^2 t_T > B_k$ $R_{доп} > R_{пр}$
РУ-10–РП-201	ТЛК-10-1	300/5	$U_{уст}=10$ кВ $I_{раб.мах}=218,24$ А $i_y=35,76$ кА $B_k=281,4$ кА ² ·с $R_{пр}=0,328$ Ом	$U_n=10$ кВ $I_n = 300$ А $i_{дин}=52$ кА $I_T^2 t_T=992,3$ кА ² ·с $R_{доп} = 0,4$ Ом	$U_n \geq U_{уст}$ $I_n > I_{раб.мах}$ $i_{дин} > i_y$ $I_T^2 t_T > B_k$ $R_{доп} > R_{пр}$
РУ-10 – РП-202	ТЛК-10-1	400/5	$U_{уст}=10$ кВ $I_{раб.мах}=328$ А $i_y=35,76$ кА $B_k=281,4$ кА ² ·с $R_{пр}=0,328$ Ом	$U_n=10$ кВ $I_n = 400$ А $i_{дин}=52$ кА $I_T^2 t_T=992,3$ кА ² ·с $R_{доп} = 0,4$ Ом	$U_n \geq U_{уст}$ $I_n > I_{раб.мах}$ $i_{дин} > i_y$ $I_T^2 t_T > B_k$ $R_{доп} > R_{пр}$

РУ-10 – РП-207	ТЛК-10-1	300/5	$U_{уст}=10$ кВ $I_{раб.мах}=224,74$ А $i_y=35,76$ кА $B_k=281,4$ кА ² ·с $R_{пр}=0,328$ Ом	$U_H=10$ кВ $I_H = 300$ А $i_{динн}=52$ кА $I_T^2 t_T=992,3$ кА ² ·с $R_{доп} = 0,4$ Ом	$U_H \geq U_{уст}$ $I_H > I_{раб.мах}$ $i_{динн} > i_y$ $I_T^2 t_T > B_k$ $R_{доп} > R_{пр}$
РУ-10–РП «Денисовка»	ТЛК-10-1	75/5	$U_{уст}=10$ кВ $I_{раб.мах}=63,12$ А $i_y=35,76$ кА $B_k=281,4$ кА ² ·с $R_{пр}=0,328$ Ом	$U_H=10$ кВ $I_H = 75$ А $i_{динн}=52$ кА $I_T^2 t_T=400$ кА ² ·с $R_{доп} = 0,4$ Ом	$U_H \geq U_{уст}$ $I_H > I_{раб.мах}$ $i_{динн} > i_y$ $I_T^2 t_T > B_k$ $R_{доп} > R_{пр}$

5.5 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 360 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 185/24 с максимально допустимым током 520 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (66)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,18 см

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (67)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимается 110 кВ);

D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 26,3 \text{ кВ/см}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

5.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Сырьевая». Максимальный рабочий ток составляет 1355 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины ТЭК-10/1600 с площадью сечения $14,6 \text{ см}^2$, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1600 А.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{426}}{91} = 0,22 \text{ см}^2 \quad (68)$$

где B_{κ} – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{14,6}} = 0,8 \text{ м} \quad (69)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 14,6 см^2

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ см}^3 \times \text{см} \quad (70)$$

Согласно расчету принимаем пролет между изоляторами 0,8 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24435^2}{0,4} = 258,54 \quad (71)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания А.

a - расстояние между фазами 0,4 м.

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ см}^3 \quad (72)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{24435^2 \cdot 0,8^2}{2,08 \cdot 0,4} = 7,9 \text{ МПа} \quad (73)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, данное сечение оставляем

5.7 Выбор ограничителей перенапряжений

При коммутации выключателями с малым временем отключения нагруженных трансформаторов или при пуске двигателей могут возникнуть перенапряжения, опасные для изоляции оборудования.

Для предотвращения коммутационных и других перенапряжений необходимо установить специальные устройства для ограничения и устранения вредного влияния перенапряжений на изоляцию оборудования. В качестве таких устройств могут быть выбраны ограничители перенапряжений (ОПН). Они устанавливаются между фазой и землёй, а также между различными фазами сети.

Предварительный выбор.

Расчетная величина рабочего напряжения ОПН определим по формуле:

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{U_{\max.РАБ}}{K_B}, \quad (74)$$

где $U_{\max.РАБ}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$

(кривая приведена на рисунке 12)

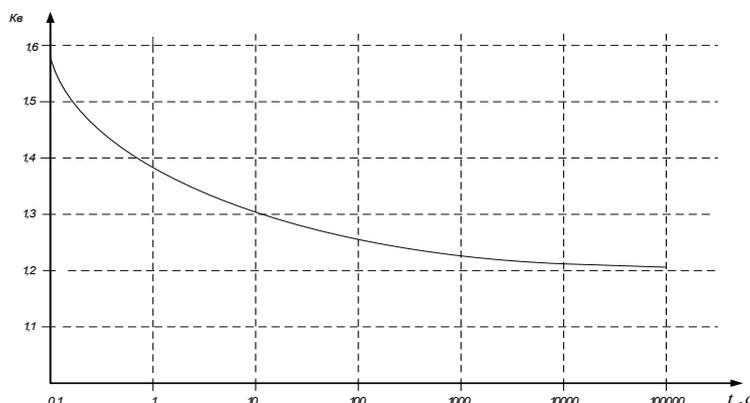


Рисунок 9 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты

Рабочее максимальное напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более, чем $1,2 \times U_{НОМ}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \times U_{НОМ}$ – в сетях 35-220 кВ.

Выбираем ОПН на 110 кВ.

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \times U_{НОМ}, \quad (75)$$

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \times 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 110 кВ, на изоляцию не более 10 минут: $t = 10 \times 60 = 600$ сек. Определим по графику (рисунок 12)

$$K_B = 1,21.$$

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{126,5}{1,21} = 104,54 \text{ кВ.}$$

Не менее важным параметром определяющих электрические характеристики ОПН является величина импульсного тока I_K .

Если ОПН устанавливаем на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ОСТ})}{Z_B}. \quad (76)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ОСТ})}{Z_B} \times \frac{1}{\epsilon} + \frac{Z_B}{b \times L_{II}} \frac{\ddot{\theta}}{\theta}, \quad (77)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K ;

Z_B – волновое сопротивление линии;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b = \frac{b_1 + w}{2}$ – расчетная частота;

b_1 – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

ω – частоты вынужденной ЭДС.

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 110 кВ ПС «Сырьевая» равно: $I_K = 400 - 600$ А.

Окончательный выбор ОПН.

При окончательном выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия. Энергия (\mathcal{E}), поглощаемая ограничителем, вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \times U_{ост} \times 2 \times T \times n, \quad (78)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений (кВ);

T – время распространения волны (мкс);

$$T = \frac{L}{V}, \quad (79)$$

L – длина линии (км);

V – скорость распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{2}{3 \times 10^8} = 0,6 \times 10^{-8} \text{ мкс.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{(126,5 - 104,54)}{50} \times 104,54 \times 2 \times 0,6 \times 10^{-8} \times 2000 = 110,2 \text{ кДж.}$$

Обычно принимается не энергия \mathcal{E} , а удельная энергия \mathcal{E}^* :

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (80)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение ОПН.

$$\mathcal{E}^* = \frac{110,2}{110} = 1,002 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбираем ОПН на 10 кВ.

$$U_{\max.РАБ} = 1,2 \times 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 10 кВ, на изоляцию не более 5 минут: $t = 5 \times 60 = 300$ сек. Определим по графику (рисунок 12) $K_B = 1,23$.

$$U_{\text{расч.опн}} = \frac{12}{1,23} = 9,8 \text{ кВ}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 10 кВ ПС «Сырьевая» равно: $I_K = 100 - 400$ А.

Для защиты оборудования напряжением 10 кВ выбираются ОПН/TEL-10/12,7. Для защиты оборудования напряжением 110 кВ выбираются ОПН/TEL-110/125. Для защиты нейтрали трансформатора – ОПНН-110

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ " ТБТЭЦ-ПС СЫРЬЕВАЯ"

6.1 Выбор типов опор

В качестве грозозащитного троса применяем стальной трос марки ТК-10,0 и зажим поддерживающий типа ПГ-2-11Д.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раз в 10 лет [28].

Исходя из расчетного сечения провода АС-185/29 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем тип промежуточных опор «стальная промежуточная одноцепная свободная опора ВЛ 110 кВ (П110-7)» и тип анкерных опор «стальная анкерная угловая одноцепная свободная опора ВЛ 110 кВ с подставкой высотой 9 м (У110-1+9) (Приложение Д).

Для выбранного типа опор принимается [28]:

- длина габаритного пролета $l_{габ}=200$ м;
- длина весового пролета $l_{вес}=250$ м;
- длина ветрового пролета $l_{вет}=240$ м.

6.2 Определение скоростного напора ветра на провода воздушной линии электропередачи

Скоростной напор ветра на провода ВЛ определяется по высоте расположения приведённого центра тяжести всех проводов.

Высота расположения приведённого центра тяжести определяется по формуле:

$$h_{np} = h_{H(B)} - \frac{2}{3} \cdot f_{max}, \quad (29)$$

где $h_{H(B)}$ – высота крепления провода к изоляторам;

f_{max} – стрела провеса провода.

$$h_{np} = \frac{h_{np.H} + h_{np.B} + h_{np}}{3}, \quad (30)$$

где $h_{.H}, h_{.B}$ – высота крепления нижнего и верхнего провода к изоляторам, равняется соответственно 19 м и 23 м.

$$h_{np} = \frac{12,037 + 16,037 + 18,037}{3} = 15,37 \text{ м}$$

$$f_{max} = h_1 - h_{габ} - \square h_{габ}, \quad (31)$$

где $h_{габ}$ – габарит до земли, равняется 7 м [14];

$\square h_{габ}$ – поправка на неточность подвеса провода, равна 0,5 м.

$$f_{max} = 17,945 - 7 - 0,5 = 10,445 = 23,2 - 7 - 0,5 = 12,7 \text{ м}$$

6.3 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололёда или с гололёдом.

Нагрузка от массы провода определяется по формуле:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p \cdot 10^3}, \quad (32)$$

где $g = 9,81$ м/сек² ;

G_0 – масса провода;

F_p – расчетное сечение провода;

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{515}{187} \cdot 10^{-3} = 0,0027 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Нагрузка от массы гололеда определяется по формуле [11]:

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p \cdot 10^6}, \quad (33)$$

где b – толщина стенки гололеда, равная 15 мм;

g_0 – плотность гололеда, $g_0 = 900$ кг/м³;

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot (18,9 + 10) \cdot 10^{-6}}{187} = 0,04287 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Нагрузка от массы провода и гололеда определяется по формуле [11]:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \quad (34)$$

$$\gamma_3 = 0,0027 + 0,004287 = 0,006988, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot d}{10^6 \cdot F_p}, \quad (35)$$

где q_{\max} – скоростной напор ветра;

a – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра, равен 0,7;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$ для проводов покрытых гололёдом [11]

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot \frac{400}{1,6}}{187} \cdot 10^{-4} = 0,000403, \text{ Н/м}^2 \cdot \text{мм}^2,$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом определяется по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{1000 \cdot F_p} \quad (36)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (30,6 + 2 \cdot 15)}{185} \cdot 10^{-4} = 0,002072, \text{ Н/м}^2 \cdot \text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод определяется по формуле:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (37)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(0,00371)^2 + (0,000487)^2} = 0,0048, \text{ Н/м}^2 \cdot \text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололёда и давления ветра определяется по формуле:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (38)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(0,00758)^2 + (0,00245)^2} = 0,00728, \text{ Н/м}^2 \cdot \text{мм}^2$$

6.4 Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима

При расчетах проводов принимаются также сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{кр} = \frac{2\sigma_3}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_3 - \sigma_{t \min}) \frac{1}{E} + \alpha (t_3 - t_{\min}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{t \min}} \right)^2}}, \quad (39)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{t\min} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{\min}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{t\min}} \right)^2}}, \quad (40)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{\vartheta} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{\vartheta}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{\vartheta}} \right)^2}}, \quad (41)$$

ГДЕ $\sigma_{\gamma\max}$, σ_{ϑ} , $\sigma_{t\min}$ – нормативные допустимые значения для провода

Т. к. $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, то физический смысл имеют только один критический пролет: $l_{2кр}$ и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим t_{\min} и режим наибольших нагрузок.

Т.к. $l_{расч} > l_{2кр}$, поэтому исходный режим – режим максимальной нагрузки и расчетное уравнение имеет вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma\max} - \frac{\gamma_7^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma\max}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}) \quad (42)$$

1.18.5 Систематический расчет провода

В расчетах проводов принимаем режимы, указанные в таблице 14.

Таблица 14 – Расчетный режим условных сочетаний климатических услови

Расчетный режим	Условные сочетания климатических условий	Номера нагрузок γ	σ , Н/мм ²	f, м
1	t=-5 C, скоростной напор ветра 0,25q _{max}	7	12,149	18
2	t=-5 C, ветра нет (q=0)	3	11,946	18
3	t=-5 C, скоростной напор ветра q _{max}	6	8,747	17

4	Среднегодовая температура, ветра нет (q=0)	1	6,723	12
5	t=15 С, ветра нет (q=0)	1	5,956	14
6	Низшая температура, ветра нет (q=0)	1	1,797	10
7	Максимальная температура, ветра нет (q=0)	1	3,878	9

6.5 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{вес} + G_2} \geq 2,7, \quad (43)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{вес} + G_2} \geq 5, \quad (44)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, $P=120000$ кг;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре;

$l_{вес}$ – весовой пролет, м;

$G_Г$ – вес гирлянды, $G_Г=4,5$ кг.

При расчетах пользуются формулами:

$$P \geq 2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{вес} + G_2) \quad (45)$$

$$P \geq 5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_2) \quad (46)$$

$$2,7 \cdot (0,0075 \cdot 500 + 4,1) = 81,302 \text{ кг}$$

$$5 \cdot (0,00371 \cdot 500 + 4,1) = 89,77 \text{ кг}$$

Выбираем линейные подвесные полимерные изоляторы:

ЛК 120/110-II, арматуру с гарантированной прочностью 120 кг, поддержи-

вающий зажим - глухой.[28]

6.6 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте

Рассмотрим случай обрыва провода во втором пролете от анкерной опоры.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

$$\frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \cdot l + G_2}{2 \cdot H} \right)^2}}, \quad (47)$$

где H_0 – начальное тяжение провода (кг), определяется по формуле:

$$H_0 = \sigma_3 \cdot F, \quad (48)$$

где σ_3 – напряжение при растяжении в нижней точке, соответствующее условиям расчета при 4 режиме;

F – фактическое сечение провода (расчетное)

$$H_0 = 6,723 \cdot 187 = 1257$$

Кривая 1 строится по следующему уравнению:

$$\Delta l = \frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right), \quad (49)$$

где Δl – перемещение точки подвеса, м

Подробные расчеты приведены в приложении Д

Для вычисления точек кривой решается уравнение (165):

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \cdot l + G_{\bar{a}}}{2 \cdot H} \right)^2}}, \quad (50)$$

Стрела провеса после обрыва провода определяется по формуле:

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot H}, \quad (51)$$

$$f_{ред} = \frac{1,817 \cdot 400^2}{8 \cdot 1790} = 11,419 \text{ м}$$

6.7 Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабах:

- горизонтальный 1 см : 200 м;
- вертикальный 1 см : 5 м.

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

- 1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ.
- 2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать расстановки опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т. п.).

Расстановку опор производим по шаблону.

Шаблон представляет собой три кривые (параболы), соответствующие кривой максимального провисания провода и расположенные друг над другом с определенным сдвигом по вертикали.

Кривая максимального провисания строится по формуле:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma}, \quad (52)$$

где γ , σ – принимают из систематического режима, соответствующего наибольшему провисанию провода в вертикальной плоскости.

Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное габаритному, получим габаритную кривую. Сдвинув кривую провисания

провода вниз на расстояние, равное высоте подвеса провода на опоре, получим земляную кривую.

6.8 Проверка ветровых и весовых пролётов

При расстановке опор по профилю необходимо следить, чтобы фактическое значение ветрового пролета не превышало принятого в расчете значения, т. е.:

$$\frac{l_1 + l_2}{2} \leq l_{ветр.рас} \quad (53)$$

Весовой пролет опоры обозначается $l_{вес}$ и соответствует значению, принятому в расчете опоры для определения весовых нагрузок от проводов и тросов. При установке опор с одинаковой высотой подвеса провода на идеально ровной поверхности его вес распределяется на обе опоры одинаково и тогда $l_{вес} = l_{габ}$.

При различной высоте точек подвеса провода на соответствующие опоры передается вес провода на участке от точки подвеса до низшей точки провода в пролете. Длина этого участка не должна превышать значения, принятого в расчете опоры:

$$\frac{l_{\partial 1} + l_{\partial 2}}{2} \leq l_{вес.рас} \quad (54)$$

Таблица 15 – Проверка ветровых и весовых пролетов

№ расче-та	Расчетный ветровой пролет, $l_{вет.расч}$, м	Допустимы ветровой пролет, $l_{вет}$, м	Расчетный ве-совый пролет, $l_{вес.расч}$, м	Допустимый ве-совый пролет, $l_{вес}$, м
1	2	3	4	5
1	235	240	248	250
2	236	240	245	250
3	237	240	246	250
4	238	240	247	250

5	237	240	248	250
6	239	240	247	250

7 РАСЧЁТ УСТАВОК ЗАЩИТЫ REL – 521 ЛИНИИ 110 КВ «ТБТЭЦ-ПС СЫРЬЕВАЯ»

Для защиты линии «ТбТЭЦ-ПС Сырьевая» применяем шкаф REL-521. В терминал входят такие защиты, как дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка. Терминал защиты линий REL-521 является, основным элементом защиты линий распределения и передачи электроэнергии и входит как составная часть в систему PYRAMID. В состав системы PYRAMID входит полный набор терминалов сложных объектов, функционального контроля станций и систем управления станций. Блоки системы PYRAMID могут использоваться в качестве автономных устройств защиты или в качестве составных частей полной системы контроля, системы управления или системы релейной защиты.

Исходные данные:

Длина линии «ТбТЭЦ-ПС Сырьевая»– 2,66 км.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Расчет дистанционной защиты

Расчет ДЗ в общем случае сводится к определению:

а) Сопротивления срабатывания, выдержки времени и чувствительности отдельных ступеней защиты;

б) Параметров срабатывания, чувствительности и типа пусковых органов.

Первая ступень:

$$z_{\cdot}^I = 0,85 \cdot z_{Л}, \quad (81)$$

$$Z_{Л} = 0,4 \cdot 2,66 = 1,064$$

$$Z^I = 0,85 \cdot 1,064 = 0,9$$

$$t_1^I = 0$$

Вторая ступень:

отстройка от к.з. за трансформатором:

$$Z'' \leq 0,85 \cdot (Z_{Л} + 0,85Z_T) = 0,85 \cdot (1,064 + 0,85 \cdot 38,4) = 27 \text{ Ом}. \quad (82)$$

Предварительно принимаем $Z'' = 27 \text{ Ом}$

Коэффициент чувствительности в конце защищаемого участка:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z''}{Z_{Л}} = \frac{27}{1,064} = 18,3 > 1,25 \quad (83)$$

$$t_1^{II} = 0,5 \quad . \quad (84)$$

Третья ступень:

отстройка от нагрузки:

$$z_{\cdot}^{\text{III}} \leq \frac{1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (85)$$

где $k_{в}=1,05$ – коэффициент возврата реле.

Принимаем $z_{III}=14$ Ом.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой зоны:

$$K_{ч} = \frac{Z_{III}}{Z_{Л1}} = \frac{14}{1,064} = 8,8 > 1,25$$

$$t_1^{III} = t_1^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$$

Защита нулевой последовательности

Выполняем защиту двухступенчатой. Вторая ступень ТЗНП выполняет функции III – ей ступени.

Расчет первой ступени ТЗНП:

$$I^I = k_n \cdot I_{0 \max} , \quad (86)$$

где $I_{0 \max}$ - утроенный ток нулевой последовательности;

$$k_n = 1,3.$$

$$I_{0 \max} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot I_{\max \text{ вл}}^1 , \quad (87)$$

где $I_{\max \text{ вл}}^1$ - ток несимметричного КЗ за линией (точка К1).

$$I_{0 \max} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot 10,4 = 10,4 ,$$

$$I^I = 1,3 \cdot 10,4 = 13,52 \text{ кА},$$

$$t^I = 0'' .$$

Ток срабатывания ТЗНП второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий, так как в нашем случае смежных линий нет, то расчет второй ступени нет необходимости производить.

Расчет третьей ступени ТЗНП:

$$I^{III} = k_n \cdot I_{нб} , \quad (88)$$

где $I_{\text{нб}} = \kappa_{\text{ан}} \cdot \kappa_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к max}}^{(3)}$ - ток небаланса;

$\kappa_{\text{н}}=1,3$.

$$I^{\text{III}} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4,2 = 0,273 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$\kappa_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_{0 \text{ min}}}{I^{\text{III}}} \geq 1,2 \quad , \quad (89)$$

$$\kappa_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 2,88}{0,273} = 31,64 \geq 1,2 \quad ,$$

$$t^{\text{III}} = \Delta t = 1,0''.$$

Дистанционная защита:

$$I_3 - 1,064 \text{ Ом} \quad 0 \text{ сек.}$$

$$II_3 - 27 \text{ Ом} \quad 4,5 \text{ сек.}$$

$$III_3 - 0,695 \text{ Ом} \quad 1,0 \text{ сек.}$$

Направленная защита нулевой последовательности:

$$I_{\text{ст}} - 13,5 \text{ кА} \quad 0 \text{ сек.}$$

$$III_{\text{ст}} - 0,273 \text{ кА} \quad 1,0 \text{ сек.}$$

Максимальная токовая отсечка: 600 А 0 сек. - постоянно выведена, вводится в режиме опробования шин.

Описание расчёта ведётся согласно выданной карте уставок на микропроцессорный терминал REL-521.

Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)

Аналоговые сигналы заведены в терминале, а их пуски задаются либо по повышению, либо по снижению параметров. (Для данной ВЛ фазные напряжения регистрируются по снижению, а 3U0, 3I0 и фазные токи - по повышению параметров). Данные задаются в процентах, рассчитываются с учётом значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Параметры регистратора также заданы в терминале, а их уставки задаются. Например, t_{Post} - 0,5 сек. (послеаварийное время записи); t_{Lim} - 6 сск.(общее время записи); t_{Pre} - 0,14 сек. (предаварийное время записи процесса).

Таймеры (TS, TM)

В этом блоке параметры задаются персоналом.

Например, TS01 (автоматическое ускорение IV ступени ДЗ) - соответствует автоматическому ускорению II зоны ДЗ - 0,3 сек. (в панели ЭПЗ-1636); TS03 (автоматическое ускорение МТЗ) - МТЗ в REL-511 выполняет функцию НЗНГТ (контроль 310), поэтому время соответствует автоматическому ускорению III ступени НЗНП - 0,3 сек.; TM01 (время блокировки PSD от измерительного органа III ступени ДЗ) - происходит вывод блокировки защиты (на 2,0 сек.) для её работы при возникновении короткого замыкания (используется для III зоны ДЗ); TM (время ввода автоматического ускорения) - 2,0 сек.

Уставки дистанционной защиты (ZM)

В REL-521 применяется 5 (пять) зон дистанционной защиты. Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения Z , а как их составляющие XI и R1.

Примечание методика расчета уставок для I зоны несколько отличается от расчета уставок II и III зон (Значения для IV и V зон принимаются равными значениям уставок II зоны)

I зона ДЗ

Operation (режим работы и направленность функции ZM1) - ПРЯМ.

Operation PP (режим работы функции ZM1 при междуфазных замыканиях) -ВКЛ.

X1PP (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$Z I \cdot \sin^{\varphi_{мч}}, \quad (90)$$

где $\varphi_{мч} = 80$ - угол максимальной чувствительности.

$$X_{1PP} = Z_I \cdot \sin 80^\circ = 0,743 \text{ Ом};$$

$$\text{втор.} - 0,743/1,1 = 0,67 \text{ Ом},$$

где $Z_I = 0,748 \text{ Ом}$ - уставка срабатывания I зоны ДЗ.

$$Z_I = 0,85 \cdot Z_{\text{л}} = 0,85 \cdot 0,88 = 0,748 \text{ Ом};$$

$Z_{\text{л}}$ - полное сопротивление ВЛ.

R_{1PP} (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону дистанционной защиты $ZM1$ для междуфазных замыканий, Ом).

$$R_{1PP} = Z_I \cdot \cos 80^\circ = 0,083 \text{ Ом}; \quad \text{втор.} - 0,083/1,1 = 0,075 \text{ Ом}.$$

$RFPP$ (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом).

Определим зону расширения для I ступени. Для неё существуют ограничения:

$$RFPP < 1,5 \cdot X_{1PP} - R_{1PP} = 1,5 \cdot 0,743 - 0,083 = 1,032 \text{ Ом};$$

$$1,032/1,1 = 0,94 \text{ Ом}.$$

$TimertlPP$ (режим работы отключения с выдержкой времени для зоны $ZM1$ дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - положение ВКЛ.

$T1PP$ (срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны $ZM1$ дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - принимается равным 0 сек.

Operation PE (режим работы функции $ZM1$ при замыканиях фазы на землю) — положение ВКЛ.

X_{1PE} (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны $ZM1$ дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - принимаем значение этого параметра такое же, как и для междуфазных замыканий, т.е. $X_{1PE} = 0,743 \text{ Ом}$.

R_{1PE} (активное сопротивление линии прямой последовательности, включённое в зону $ZM1$ дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - аналогично, $R_{1PP} = 0,083 \text{ Ом}$.

II зона ДЗ

$$X_{1PP} = Z^{\text{II}} \cdot \sin 80^\circ, \quad (91)$$

$$X_{1PP} = 8,9 \cdot \sin 80^\circ = 8,76 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания II зоны ДЗ Таймер t_{2PP} - ВКЛ. $T_{2PP}=4,5\text{сек.}$

III зона ДЗ

$$X_{1PP} = Z^{\text{III}} \cdot \sin 80^\circ, \quad (92)$$

$$X_{1PP} = 0,175 \cdot \sin 80^\circ = 0,172 \text{ Ом,}$$

$$R_{1PP} = Z^{\text{III}} \cdot \cos 80^\circ, \quad (93)$$

$$R_{1PP} = 2,8 \cdot \cos 80^\circ = 0,03 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания III зоны ДЗ. Таймер t_{3PP} -ВКЛ. $T_{3PP} = 1,0 \text{ сек.}$

IV зона ДЗ

Принимаются параметры, аналогичные параметрам II зоны ДЗ, а значение $t_{4PP} = 0,3 \text{ сек.}$ (время оперативного ускорения).

V зона ДЗ

Аналогично II зоне ДЗ; значение $t_{5PP} = 0 \text{ сек.}$

В отличие от зон I-IV, пятая зона ДЗ - обратнаправленная - это также указывается в параметрах REL-521.

Уставки логики схем связи для дистанционной защиты (ZCOM)

Operation (активизация логики) - положение On;

Scheme Type (типсхемывязи) - диапазонзначений - Permissive OR;

tCoord (время согласования схемы связи, сек.) - принимаем 0 сек.

Примечание: время координации с посылкой блокирующих сигналов - используется в схемах. В данном случае наличие IV ступени и телеускорения

противоположного конца - достаточное основание для отключения и задержка уже не нужна, т.е. $t_{Coord} = 0$ сек

$t_{SendMin}$ (минимальная длительность сигнала несущей частоты, сек.) - принимаем 0,02 сек.

Примечание значение данного параметра принимаем 20 мсек. - в 2 раза больше, чем нужно для ETL - для передачи команды (условие отстройки от дребезга контактов).

Unblock (тип деблокировки) — положение Off.

Примечание данный параметр в терминале не используется, оставляем его значение по умолчанию.

$t_{Security}$ (время деблокировки) - принимаем значение 0,035 сек.

Примечание этот параметр также устанавливается по умолчанию.

Уставки 2-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Режимы срабатывания:

I - III ступени – прямонаправленные.

Токи срабатывания I-III ступеней защит выставляются в процентах и рассчитываются в зависимости от коэффициента трансформации трансформаторов тока.

I ступень

$I_{N1} >$ (ток срабатывания I ступени, %),

$I_{N1} = I_{C3} / K_{TT} = 3870 / 1000 = 3,87$ А ($3,87 \cdot 100 = 387$ %),

T_1 (время срабатывания I ступени, сек.),

Принимаем $T_1 = 0$ сек.

II ступень как было сказано раньше не выставляем.

III ступень

$I_{N3} >$ (ток срабатывания II ступени, %),

$I_{N3} = 273 / 1000 = 0,273$ А ($0,273 \cdot 100 = 27,3$ %),

T_3 (время срабатывания III ступени, сек.).

Принимаем $T_3 = 5$ сек.

Направленность

IN>Dir (ток срабатывания органа направленности, %) IN - 5 %.

2ndHarmStab (уровень торможения 2 гармоники, %) 2ndHarmStab = 20%.

BlkParTransf (блокирование функции при наличии параллельного трансформатора) - Off.

Максимальная токовая отсечка

Для быстрой ликвидации повреждений, сопровождающихся большими токами к.з., в терминал включена токовая защита без выдержки времени с тремя фазными токовыми органами.

Ток срабатывания токовой отсечки должен быть отстроен от максимального тока через защиту:

при трёхфазном к.з. в конце защищаемой линии;

при трёхфазном к.з. "за спиной".

Operation (активизация функции) - устанавливаем ВКЛ. IP» (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) уставка 600 А - вводится в режиме опробования ВЛ, так как она является неселективной к I зонам ДЗ смежных линий.

Максимальная токовая защита (ТОС)

Максимальная токовая защита (МТЗ), входящая как основная функция в состав терминала REL-521, дополняет функцию дифференциальной защиты линии.

МТЗ имеет одну ступень с выдержкой времени. Максимальная токовая защита от замыканий на землю выполняет следующие функции:

отключение замыканий на землю на защищаемом участке в дополнение к дистанционной защите от к.з. на землю, особенно в случаях возникновения к.з. на землю через большое активное сопротивление в месте повреждения, к которому дистанционные органы могут быть нечувствительны;

обеспечение дальнего резервирования, т.е. отключение к.з. на землю на смежных участках.

$I_{N>}$ (ток срабатывания при замыканиях на землю). Принимаем значение уставки II ступени НЗНП, т.е. $I_{N>} = 28 \%$. Выдержку времени принимаем равной 0,5 сек. (оперативное ускорение).

Конструкция

Терминал защиты линий REL-521 поставляется в закрытом корпусе, имеющем обычный для АВВ внешний вид с шириной 9,5 и высотой 6U (10''). Материнская плата смонтирована на передней панели терминала. Все остальные блоки имеют разъемную конструкцию и могут легко выниматься. Винтовые разъемы, установленные на задней панели терминала, служат для электрического подключения внешних цепей. На задней панели также может располагаться дополнительный оптический разъем, который используется для дистанционной связи.

Базовая конфигурация REL-521:

блок трансформатора, с четырьмя входными трансформаторами напряжений и пятью токами;

блок АЦП для девяти аналоговых сигналов;

мультипроцессорный центральный блок, который выполняет все функции измерения;

блок питания;

на передней панели блок интерфейса.

Устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания устройство резервирования отключения выключателя рассчитывается:

$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.выкл.}} + t_{\text{возв.РЗ}} + t_{\text{ошиб.}} + t_{\text{зап.}}$ где

$t_{\text{откл.выкл.}}$ – собственное время отключения выключателя (0,08 сек.);

$t_{\text{возв.РЗ}} = 0,06$ сек. – время возврата релейной защиты, пускающей УРОВ;

$t_{\text{ошиб.}} = 0,08$ сек. – ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{зап.}} = 0,1$ сек. – запас по времени.

туров = totкл.выкл.+ твозв.РЗ + тошиб.+ тзап = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,1 = 0,32 сек.

7.2 Защита трансформатора

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

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

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

Продольная дифференциальная токовая защита

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирма АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и шунтирующих реакторов.

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

Перед началом расчета уставок определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}; \quad (94)$$

$$I_{НОМ.НН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ.НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 916,4 \text{ А}. \quad (95)$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего. На ПС Сырцевая установлены ТТ: на стороне ВН – ТВТ110-I-600/5., на стороне НН – ТШЛ 20Б-1-Р-1000/5

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{ВН.2} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{125,5}{120} = 1,04 \text{ А}; \quad (96)$$

$$I_{НН.2} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{916,4}{200} = 4,58 \text{ А}. \quad (97)$$

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{НОМ.т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{НОМ.т}}, \quad (98)$$

$$K'_{вн} = \frac{600 \cdot 120}{1,04} = 1275 \geq 0,018;$$

$$K'_{нн} = \frac{1000 \cdot 200}{4,5821} = 41,824 \geq 0,0066$$

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (99)$$

где $K'_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс,

$$K'_{ПЕР} = 1,5, \quad K''_{ПЕР} = 2,5;$$

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР*} = 0,02$.

$$I_{НБ*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (100)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т,расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ($K_{Т1}$) через $I_{Т,расч*}$ по формуле:

$$K_{Т1.3} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ*} \cdot I_{СКВ*} - 0,7}{I_{СКВ*} - I_{Т,расч*}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3 \quad (101)$$

Сквозной ток ($I_{СКВ*}$) для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{СКВ*} = 3$. Как видно по формуле () коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{Т1.4} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ*} \cdot I_{СКВ*} - 0,7}{I_{СКВ*} - I_{Трасч*}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты, кВ:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з} \cdot I_{P.max}}{K_B}, \quad (102)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{P.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной загрузке:

$$I_{P.max.ВН} = \frac{S_{НОМ} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 87,3 \text{ А}; \quad (103)$$

$$I_{СЗ.МТЗ.ВН} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 87,3 = 240,07 \text{ А}.$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ.ВН}} = \frac{9,771}{240,07} = 0,04 > 1,5. \quad (104)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени МТЗ (tDefHigh) отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимая $t_{Л.наиб.} = 1,5$ с):

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{Л.наиб.} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}. \quad (105)$$

$$I_{СЗ.2} = \frac{I_{СЗ.МТЗ} \cdot 100}{K_{ТТ} \cdot 5} = \frac{0,04 \cdot 100}{120 \cdot 5} = 0,006 \%. \quad (106)$$

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон двухобмоточного трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{СЗ.пер} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (107)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,05$;

$$I_{СЗ.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 439,3 = 576,6 \text{ А};$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

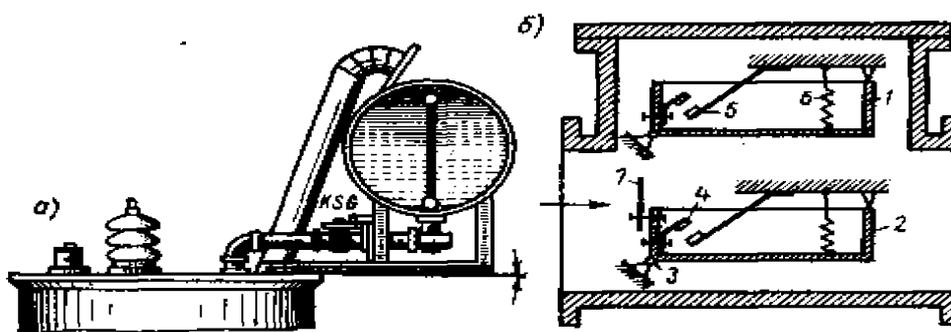


Рисунок 8 - Газовое реле защиты трансформатора типа РГЧЗ

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рисунок 6, а). Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, Более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 (Рисунок 6, б). В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

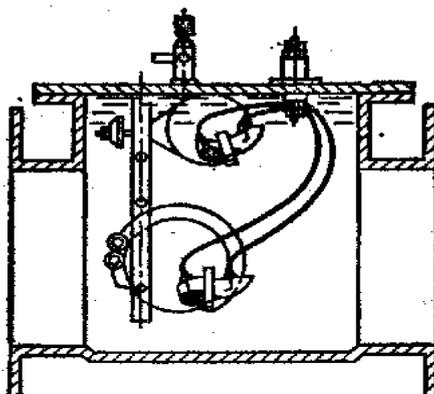


Рисунок 9 - Газовое реле типа ВФ80/Q

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям.

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

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «СЫРЬЕВАЯ»

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом. Размещение заземлителей произво-

дится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$ или допустимому напряжению прикосновения.

Размер площади ПС «Сырьевая», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = 57 \cdot 112 = 6384 \text{ м}^2, \quad (79)$$

где A – ширина территории, занимаемой заземлителем, равная 54 м;
 B – длина территории, занимаемой заземлителем, равная 109 м.

Расчет заземления подстанции «Сырьевая» подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Горизонтальные заземлители закладываем на глубину $h_3 = 0,7 \text{ м}$ /Карякин Р.Н.-2002/. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 15 \text{ мм}$ и длиной $l_B = 5 \text{ м}$.

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = p \times S_{cp} \times (d + S_{cp}), \quad (80)$$

$$F_{кор} = 3,14 \times 0,67 \times (15 + 0,67) = 25,9 \text{ мм}^2.$$

$$\text{где } S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0;$$

T – время использования заземлителя (20 лет), равный 240 мес.;

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта (справочная величина).

$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,292$
мм².

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{Т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{рз}}{400 \cdot \beta}} = 67,69 \text{ мм}^2, \quad (81)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания, А;

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, 0,5с;

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

Сечения материалов, выбранных для выполнения горизонтальных заземлителей, превышают $F_{Т.с.мин}$;

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{М.п.} = \pi \cdot R^2 = 113,09 \text{ мм}^2,$$

где R – радиус провода.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{М.п.} \geq F_{кор} + F_{Т.с.} \quad (82)$$

$$113,09 > (F_{кор} + F_{Т.с.}) = 71,83 \text{ мм}^2.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{экр} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (83)$$

где $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 7 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{160} + \frac{7}{120}} = 52,615 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_z = \frac{2 \cdot S}{a_z} = 1174 \text{ м},$$

где a_{Γ} – расстояние между полосами сетки равное 6 м.

Число ячеек по стороне А: $m_A = \frac{57}{6} = 9,5$, принимаем $m_A = 10$ ячеек.

Число ячеек по стороне Б: $m_B = \frac{112}{6} = 18,6$, принимаем $m_B = 19$ ячеек.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны $\sqrt{S} = 79,9$ м. Тогда получим, что число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2128}{2 \cdot 79,9} - 1 = 13,3$$

Принимаем $m = 13$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 79,9 \cdot (13 + 1) = 2237 \text{ м}. \quad (84)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a_{\text{в.}}}{l_{\text{в.}}}}, \quad (85)$$

где $a_{\text{в.}}$ – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м,

$l_{\text{в.}}$ – длина вертикальных электродов, равная 5 м.

$$n_{в.} = \frac{4 \cdot 79,9}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 53,2$$

Принимаем на ПС «Сырьевая» $n_{в.} = 53$ электрода.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ст.} = \rho_{эКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_{в.} \cdot l_{в.}} \right) \quad (40)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_{в.}/\sqrt{S_1}$
/Электротехнический справочник/:

$$l_{в.}/\sqrt{S} = \frac{5}{79,9} = 0,062 \quad \text{следовательно } A = 0,4.$$

$$R_{ст.} = 52,615 \cdot \left(\frac{0,4}{79,9} + \frac{1}{2237 + 53 \cdot 5} \right) = 0,282 \quad \text{Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого считаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{эКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (86)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 79,9}{(52,615 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,75$$

Импульсное сопротивление найдем по формуле:

$$R_{II} = R_{CT} \cdot \alpha_{II} ,$$

$$R_{и.1} = 0,282 \cdot 1,75 = 0,49 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ более 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии. Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита подстанции «ЛПК» от прямого удара молнии осуществляется шестью молниеотводами (система многократных молниеотводов), установленными на отдельно стоящих конструкциях.

Высоту молниеотводов принимаем одинаковой высоты $h = 27$ м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h , \tag{87}$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 27 = 23 \text{ м}$$

где h – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h . \tag{88}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 27) \cdot 27 = 28,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2 \cdot h$, $r_0 = r_{c0} = 28,2$ м.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{CF} = h_{\text{эФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (89)$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 2 и 3, 4 и 5, 5 и 6, равны $L_{12} = 45$ м.

$$h_{CF12} = 23 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (45 - 27) = 19,7 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта h_x (защищаемый объект линейный портал $h_x = 16,5$ м):

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_x}{h_{CF}} \right) \quad (90)$$

$$r_{CX12} = 28,2 \cdot \left(\frac{19,7 - 16,5}{19,7} \right) = 4,6 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эФ}}} \right) \quad (91)$$

$$r_{X12} = 28,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{23} \right) = 7,9 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, 1 и 6 равны $L_{34} = 42$ м.

$$h_{CF34} = 23 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (42 - 27) = 20,3 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта h_x (защищаемый объект линейный портал $h_x = 11$ м):

$$r_{CX34} = 28,2 \cdot \left(\frac{20,3 - 16,5}{20,3} \right) = 5,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{X34} = 28,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{23} \right) = 7,9 \text{ м.}$$

На уровне земли территория подстанции «Сырьевая» полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 16,5 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

7.2 Надежность подстанции «Сырьевая»

Надёжность электроэнергетических систем определяется надёжностью её отдельных элементов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи, коммутационной аппаратуры, устройств защиты и автоматики и др.), схемы (степенью резервирования) и режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способность выдерживать системные аварии цепочного характера без катастрофических последствий, иначе говоря, без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к автоматической частотной разгрузке (АЧР) [11].

7.2.2 Алгоритм расчета надежности схемы подстанции «Сырьевая»

Весь расчет производим в системе Mathcad 14, результаты расчета сведены ниже в таблицы, ход расчета представлен в приложении Ж.

Исходные данные, необходимые для определения показателей надежности элементов схемы с ОРУ, представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Элемент	ω , 1/год	$t_{в,}$ ч	T_p , ч	μ , 1/год	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$T_{г,}$ ч

Выключатель, 110 кВ	0,02	40	29	0,2	0,013	0,012	8760
Выключатель, 10 кВ	0,009	20	8	0,14	0,0027	0,0022	8760
Трансформатор $S_{ном}=25$ МВА	0,012	70	26	0,75	-	-	8760
ВЛ 110 кВ	0,65	9	16	2,1	-	-	8760
Разъединитель, 110 кВ	0,01	6	5,5	0,166	-	-	8760
Разъединитель, 10 кВ	0,01	7	3,7	0,166	-	-	8760
Шина, 10 кВ	0,03	5	5	0,166	-	-	8760

Вероятность состояния отказов простых элементов определяется по формуле:

$$q = \frac{w \cdot t_v}{T_{\Gamma}}, \quad (92)$$

где w - средний параметр потока отказа элемента, 1/год

t_v - среднее время восстановления элемента, ч

T_{Γ} - время года, ч.

Для всех элементов результаты расчета приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Показатели вероятности состояния отказов простых элементов

Элемент	q , 1/год
Выключатель 110 кВ	$9,132 \cdot 10^{-5}$
Выключатель 10 кВ	$2,055 \cdot 10^{-5}$
ВЛ 110 кВ	$3,072 \cdot 10^{-5}$
Трансформатор	$9,589 \cdot 10^{-5}$

Разъединитель 110 кВ	$6,849 \cdot 10^{-6}$
Разъединитель 10 кВ	$7,991 \cdot 10^{-6}$
Шина 10 кВ	$6,849 \cdot 10^{-5}$

Вероятность отказа выключателя определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов по формуле:

$$q_Q = q_{CT} + a_K (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{CM})) + (a_{оп} \cdot N_{оп}), \quad (93)$$

где $a_{оп}$ - относительная частота отказов;

$a_{КЗ}$ - параметр отказа выключателей при отключении КЗ.

$N_{оп}$ - количество оперативных переключений за год, определяется по формуле:

$$N_{оп} = \sum \mu_p, \quad (94)$$

где μ_p - частота капитальных ремонтов.

Таблица 32 – Результаты расчета моделей выключателя.

Выключатель	Результат расчета
q_{Q1}	0,052
q_{Q2}	0,052

Вероятность отказа системы определяется путем эквивалентирования вероятностей отказа схемы замещения по формулам сложения при последовательном и параллельном соединении элементов схемы замещения [15]

Таким образом, эквивалентная вероятность при последовательном соединении определяется как сумма вероятностей элементов:

$$q_I = \sum q_i. \quad (95)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов:

$$q_C = q_I \cdot q_{II} + k_{PRI} \cdot q_{PRI} \cdot q_{II} + k_{PRII} \cdot q_{PRII} \cdot q_I,$$

где k_{PP} – коэффициент, учитывающий уменьшение вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, из-за запрета наложения ремонта на аварию.

$$k_{PRI} = 1 - e^{-t_{PRI}/t_{BII}},$$

Параметр потока отказа для последовательно соединенных элементов с учетом преднамеренного отключения:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{PP.HB}, \quad (96)$$

где $\lambda_{PP.HB}$ – наибольшая интенсивность преднамеренного отключения единичного элемента:

$$\lambda^* = \lambda - \lambda_{PP}. \quad (97)$$

Параметр потока отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов:

$$\lambda_C = \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_I^* \cdot q_{PRII} + \lambda_{II}^* \cdot q_{PRI}.$$

В результате расчетов получаем, что вероятность отказа системы равна $q_{c\Sigma} = 0,048$. Все расчеты приведены в приложении 3.

Определение среднего параметра потока отказа системы.

Средний параметр потока отказа модели выключателя определяется по формуле:

$$w_Q = w_{CT} + a_{кз} \cdot (1 + K_{АПВ}) (\sum w_{cm}) + a_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (98)$$

где w_{CT} - параметр потока отказа выключателя в статическом режиме, который находится по формуле:

$$w_{CT} = w_B + n \cdot w_p, \quad (99)$$

где w_p - параметр потока отказа разъединителя

n - количество учетных разъединителей в выключателе.

Результаты сводим в таблицу 33.

Таблица 33 – Результаты расчета моделей выключателя.

Выключатель	Результат расчета
w_{Q1}	0,201
w_{Q2}	0,201

Эквивалентный параметр потока отказа при последовательном соединении определяется по формуле:

$$w_I = \sum_{i=1}^n w_i + w_{прнб}, \quad (100)$$

где $w_{прнб}$ - преднамеренный параметр потока отказа, принятый наибольший из элементов сложения.

Эквивалентный параметр потока отказа системы при параллельном соединении определяется по формуле:

$$w_C = w_I \cdot q_{II} + w_{II} \cdot w_I + w_I^* \cdot q_{прII} + w_{II}^* \cdot q_{прI} \quad (101)$$

Расчет вероятности отказа системы с учетом средств автоматики (АРВ и УРОВ) по полной модели отказа выключателя.

Условная вероятность отказа системы с учетом АВР определяется по формуле полной вероятности:

$$q_{ABP} = q_{c\sigma} \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot q(A_2) \quad (102)$$

где $q_{c\sigma}$ - вероятность отказа системы без АВР;

$P(A_1), P(A_2)$ – вероятность успешного отключения поврежденного элемента и вероятность успешного включения резервного элемента;

$q(A_1), q(A_2)$ – вероятность отказа в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента.

Вероятность отказа выключателей определяется математической моделью отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по следующим выражениям: Для выключателей вероятность отказа определяем как:

$$q_B = q_{ст} + q_{ОП} + q_{АВТ} + 2 q_P,$$

где $q_{ст}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$q_{ОП}$ – вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях;

$q_{АВТ}$ – вероятность отказа выключателя при КЗ;

q_P – вероятность отказа разъединителей.

$$Q_{АВТ} = a_K(q_{ДФЗ} + q_G)q_T, \quad (103)$$

где $q_{ДФЗ}$ – вероятность отказа дифзащиты трансформатора, равная 0,22;

q_G – вероятность отказа газовой защиты трансформатора, равная 0,03.

Вероятность отказа выключателей может быть записана:

$$q_B = q_{в.ст.} + 2q_{р.ст.} + a_{АВТ}(1 + a \cdot k_{АПВ}) \cdot \sum q_{защит} \cdot \sum q_{сш} + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (104)$$

где $a_{АВТ}$ – параметр потока отказов выключателя при отключении кз, определяется, с учетом установленных на них защит РЗ:

$a_{он}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях;

$a, k_{АПВ}$ – коэффициенты, учитывающие отсутствие или наличие АПВ на линии.

Расчеты вероятности системы с учетом средств автоматики по полной модели отказа выключателя, приведены в приложении Е.

Расчет времени работы системы подстанции

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c \cdot 8760}{\lambda_{\Sigma}} ; \quad (105)$$

$$t_{\text{вс}} = 25 \text{ часов.}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\Sigma}} ; \quad (106)$$

$$T_c = 238,095 \text{ года.}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = T_c \cdot 0,105 ; \quad (107)$$

$$T_p = 25 \text{ лет.}$$

Результаты расчета приведены в приложении Е.

8 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Для расчёта экономической эффективности инвестиций в дипломном проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии по проектируемой сети, рассчитать полезный отпуск электроэнергии, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций, рассчитать срок окупаемости, выполнить бизнес планирование проекта.

Для этого мы рассчитываем затраты на реализацию проекта, определяем источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций.

8.1 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ\Sigma} + K_{ПС\Sigma} , \quad (108)$$

где $K_{ВЛ\Sigma}$ - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс.руб;

$K_{ПС}$ - капиталовложение на строительство подстанций, тыс.руб.

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = \left[(\Sigma L \cdot k_{УД}) \cdot K_p \cdot K_{инф} \right] \cdot K_{КОР} + L \cdot S_{УД} \cdot K_{ОСВ.УД.}, \quad (109)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции [9];

$k_{УД}$ – удельная стоимость 1 км линии;

$K_p = 1,8$ – районный коэффициент [8];

$K_{КОР} = 6,19/6,37$ – коэффициент коррекции [9];

$S_{УД}$ – площадь постоянного отвода земли на 1 км линии [8];

$K_{ОСВ.УД.}$ – удельная стоимость освоения земель под строительство ЛЭП 110 кВ [8].

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_p \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (111)$$

где $K_{ЗАТ} = (1+0,43)$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.[8];

$S_{ПС}$ - площадь подстанции;

$K_p = 1,5$ – районный коэффициент [8];

$K_{КОР} = 6,19/6,37$ – коэффициент коррекции [9];

$K_{осв.уд.} = 150$ руб/м² – удельная стоимость освоения земель под строительство [8];

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{вык.i} \cdot n_{вык}, \quad (112)$$

где $n_{вык.}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{вык.i}$ - цена одного выключателя [8].

$$K_{ОРУ} = 12500 \cdot 33 = 412500 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{ТР} = \sum C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (113)$$

где $C_{ТРi}$ - цена одного трансформатора;

$n_{ТР}$ – количество силовых трансформаторов;

$$K_{ТР} = 927656 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство подстанций определяются, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{осв.уд.} \quad (114)$$

$$K_{ПС} = \left[\left[(683550 + 927656 + 538500 + 2737375) \cdot (1 + 0,43) \right] \cdot 1,5 \cdot 3,94 \right] \cdot \frac{6,19}{6,37} + 22000 \cdot 0,15 = 6,2 \cdot 10^6.$$

Общие капиталовложения, тыс. руб:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{ВЛ} = 6,2 \cdot 10^6 + 6,8 \cdot 10^6 = 13019597$$

8.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (114)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (115)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; $T_{сл} = 20$ лет.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$И_A = \frac{K_{вл}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{пс}}{T_{сл.пс}} = \frac{1,302 \cdot 10^7}{20} = 5,368 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.} \quad (116)$$

8.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоя-

нии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (116)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (117)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,65 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [8];

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций ($\alpha_{P.O.ПС} = 3,7\%$) [8].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (118)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,0015$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии [5].

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ}, \quad (119)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{ПС}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{КУ}$ – потери в КУ.

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{ЭФ.з}^2 + Q_{неск.ЭФ.з}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_з + \frac{P_{ЭФ.л}^2 + Q_{неск.ЭФ.л}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_л,$$

где $P_{ЭФ.з}$, $P_{ЭФ.л}$, $Q_{неск.ЭФ.з}$, $Q_{неск.ЭФ.л}$ – потоки эффективной активной и некомпенсированной реактивной мощности, текущей по линии зимой и летом;

$T_з$, $T_л$ – количество зимних и летних часов;

$R_{ВЛ}$ – сопротивление линии.

Условно-постоянные потери электроэнергии в ЛЭП определяются потерями на корону, вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{КОР} = \Delta W_{уд.КОР} \cdot L_{ТРС} \cdot T_Г, \quad (120)$$

где $\Delta W_{уд.КОР}$ - удельные потери на корону на 1 км линии, кВт/км;

$L_{ТРС}$ - суммарная длина трассы всех линий в схеме, км;

$T_Г$ - количество часов в году, ч.

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери ХХ) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{ЭФ.з}^2 + Q_{неск.ЭФ.з}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_з + \frac{P_{ЭФ.л}^2 + Q_{неск.ЭФ.л}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_л + \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г$$

где $P_{ЭФ.з}$, $P_{ЭФ.л}$, $Q_{неск.ЭФ.з}$, $Q_{неск.ЭФ.л}$ – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{ХХ}$ – потери мощности холостого хода трансформатора.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ} \cdot Q_{КУ}^3 \cdot T_3 + \Delta W_{КУ} \cdot Q_{КУ}^Л \cdot T_Л, \quad (121)$$

где $\Delta W_{КУ}$ – удельные потери в батареях конденсаторов;

$$\Delta W_{КУ} = 0,105 \text{ МВт/МВар [8];}$$

$Q_{КУ}^3, Q_{КУ}^Л$ – мощности КУ зимой и летом соответственно, МВар;

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, тыс.руб.:

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС} = 0,0065 \cdot 7,491 \cdot 10^6 + 0,037 \cdot 1,372 \cdot 10^6 = 99469. \quad (122)$$

Суммарные потери сети на корону в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{КОР\Sigma} = \Delta W_{УД.КОР.} \cdot L_{ТР\Sigma} \cdot T_Г = 11,796. \quad (123)$$

Находим суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{ЛЭП\Sigma} = \Delta W_{ВЛ\Sigma} + \Delta W_{КОР\Sigma} = 39519.396 \text{ МВт·ч.}$$

Находим потери электроэнергии в трансформаторах проектируемых подстанций 110 кВ (расчет представлен в приложении А) МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{ТР}}{2} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{ТР}}{2} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г; \quad (122)$$

$$\Delta W_{ТР\Sigma} = 178197.972 \text{ МВт·ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{ТР\Sigma} + \Delta W_{КУ}; \quad (123)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 217717.474 \text{ МВт·ч.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} \quad (124)$$

$$I_{\Delta W} = 217700 \cdot 2108.125 = 458938.777 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (125)$$

$$I = 6,448 \cdot 10^5 + 5,368 \cdot 10^5 + 4,589 \cdot 10^5 = 1640554.02 \text{ тыс. руб.}$$

8.4 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

2.4.1 Расчет заработной платы

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников – повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная.

Фонд оплаты труда в год определяется следующим образом:

$$СВз = \Phi ЗП_{год} \cdot \alpha_{НСМС} \quad (126)$$

где N – численность персонала предприятия;

$ЗП_{см}$ – средняя месячная зарплата на май 2018 года – 29,440 тыс.руб [3].

Рассчитаем фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП_{год\Sigma} = 80 \cdot 12 \cdot 29,44 = 28262.4 \text{ тыс.руб.}$$

2.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Согласно Ст. 12 «Тарифы страховых взносов» величина страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования составляет 30 %, из них:

- 1) пенсионный фонд Российской Федерации – 22 процента;
- 2) фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9

процента;

3) федеральный фонд обязательного медицинского страхования - с 1 января 2018 года – 5,1 процента [2].

$$СВз = \PhiЗП_{год} \cdot \alpha_{НСМС}; \quad (127)$$

$$СВз = 28262.4 \cdot 0,3 = 8478.72 \text{ тыс.руб.}$$

8.5 Расчет прочих затрат

Прочие расходы в общем случае принято принимать равными 30% от суммы общих издержек ,фонда заработной платы и налога на социальные и медицинские нужды. Согласно этому формула для прочих затрат имеет вид.

$$I_{проч} = 0,3 \cdot (I + \PhiЗП_{год\Sigma}); \quad (128)$$

$$I_{проч} = 0,3 \cdot (1640554.02 + 28262.4) = 500644.9 \text{ тыс.руб.}$$

8.6 Определение себестоимости (потери, передачи, обслуживание электрической сети)

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (129)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{ср.лет.} \cdot T_{лет} + P_{ср.зим.} \cdot T_{зим} \quad (130)$$

где $P_{ср.лет.}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{ср.зим.}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{лет}$ – число часов летнего периода, час;

$T_{зим}$ – число часов зимнего периода, час;

$$P_{ср.лет.} = 216,03 \text{ МВт};$$

$$P_{ср.зим.} = 254,15 \text{ МВт}.$$

Принимаем, что зимний период насчитывает 4800 часов, а летний в свою очередь 3960 часов.

В результате подстановки всех известных значений в формулу 130 имеем:

$$W = (216,03 \cdot 3960 + 254,15 \cdot 4800) \cdot 10^3 = 2043378000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общее значение годовых затрат определяется по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{ам} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП_{год\Sigma} + СВз + I_{проч}; \quad (131)$$

$$I_{\Sigma} = 28262 + 536804 + 644810 + 458938 + 1907,7 + 500644 = 2177940 \text{ тыс.руб./год}.$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии согласно формуле (21) будет равна:

$$C = \frac{2177940 \cdot 0,066}{22043378000} = 1,066 \text{ тыс.руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$$

Себестоимость 1 кВт·ч. электроэнергии, относимая на содержание электрической сети организации определяется по формуле:

$$C_{пер} = \frac{(I_{год} - I_{\Delta W})}{W}; \quad (132)$$

$$C_{пер} = \frac{(2177940 - 458938)}{22043378000} = 0,841 \text{ тыс.руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$$

8.7 Расчет экономической эффективности проекта

Основным показателем экономической эффективности проекта является простой срок окупаемости. Простой срок окупаемости представляет собой период, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных це-

нах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t=t_c} K_t = \sum_{t=T_n}^{T_p} [O_{pt} - (I_t + H_t)] = \sum_{t=T_n}^{T_{окп}} (П_{чt} + I_{амt}), \quad (133)$$

где t_c – срок завершения инвестиций;

T_n – момент начала производства;

$I_{ам}$ – амортизационные отчисления;

H – ежегодные отчисления налога на прибыль;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки, без учёта амортизационных отчислений;

$П_{ч}$ – чистая прибыль от реализации;

O_{pt} – объем продаж;

T_p – расчетный период;

$T_{окп}$ – простой срок окупаемости.

Ниже по формуле находим величину $T_{окп}$, обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы. При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле.

$$T_{окп} = \frac{K}{П_{ч} + I_{ам}}; \quad (134)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

При вычислениях учитывались следующие моменты:

– Капиталовложения в проект производятся в пять этапов, динамика которых отображается соотношением 10%,20%,40%,20%,10%.

– Поэтапный выход объекта на номинальную мощность.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = \Pi_{ct} + I_{amt} - K_t; \quad (135)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

Чистая прибыль Π_q определяется по формуле:

$$\Pi_{ct} = \Pi_{st} - H_t; \quad (136)$$

где Π_{st} – прибыль от реализации.

Размер налога на прибыль равна 24% от суммы, полученной в результате реализации электроэнергии :

$$H_t = 0,24 \cdot \Pi_{st}; \quad (137)$$

Прибыль от реализации в свою очередь определяется как:

$$\Pi_{st} = O_{pt} - I_t; \quad (138)$$

Выручка от реализации рассчитывается по формуле

$$O_{pt} = W_t \cdot C_{map}; \quad (139)$$

Аналогичным образом рассчитываем все выше приведённые параметры на каждый год реализации проекта. Данный расчёт произведён в программе Microsoft Excel и представлен в приложении 3.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=T_n}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1 + D)^{-t}, \quad (140)$$

$$\text{где } D = 1 + d^i = \frac{1+E/100}{1+i/100};$$

$E = 8,25\%$ – норматив дисконтирования;

$i = 5\%$ – темп инфляции.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: ЧДД>0; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к дисконтированной величине инвестиций (K_{∂}):

$$R_{ent} = \frac{ЧДД}{K_{\partial}} ; \quad (141)$$

$$K_{\partial} = \sum_{t=T_n}^{T_p} K_t \cdot (1 + E)^{-t} . \quad (142)$$

Согласно значений представленных в приложении 3 имеем

$$R_{ent} = \frac{2635216}{2603919} = 0,92.$$

Для большей наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке представлен этот график.

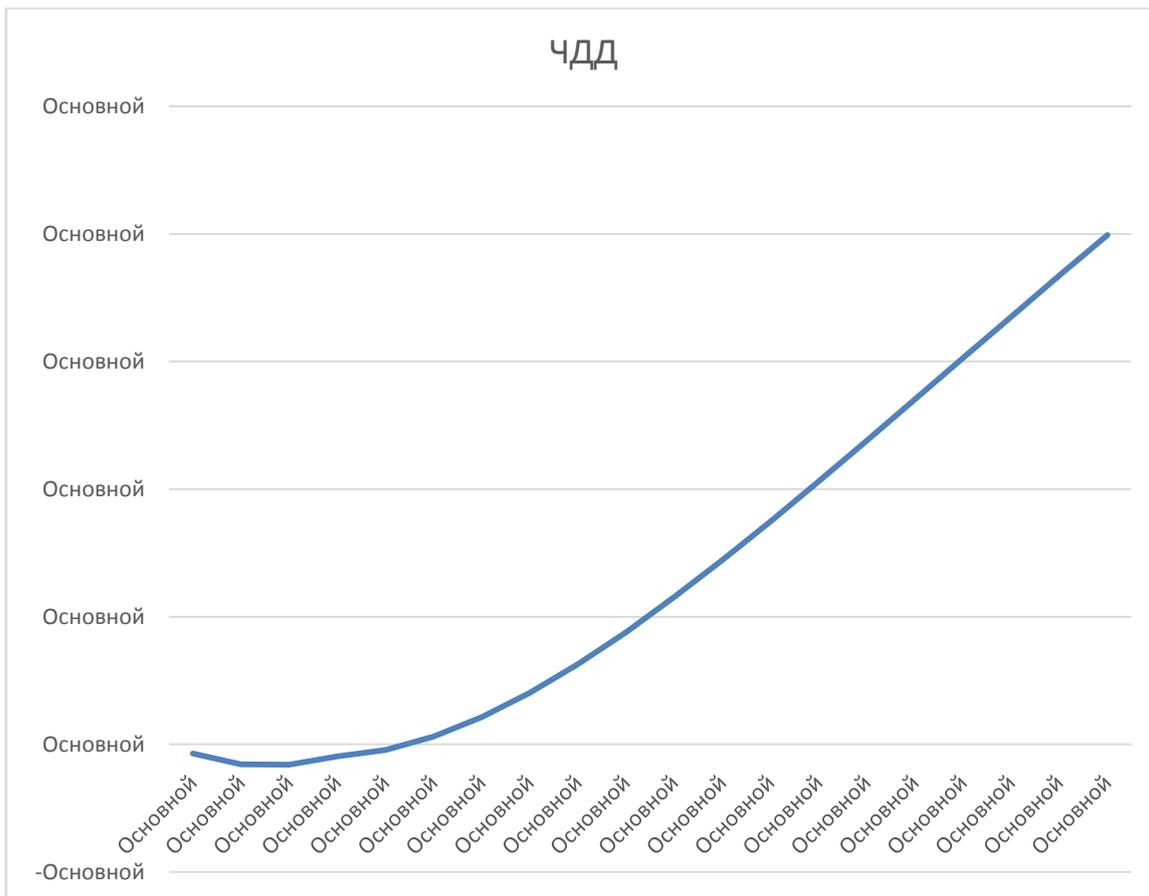


Рисунок 23 – Динамика изменения ЧДД

8.8 Расчет финансовой состоятельности проекта

Расчёт проводим в программе Microsoft Excel, который находится в приложении 3. Для примера рассмотрим расчёт для пятого года.

Производственные запасы $K_{зап.t}$ можно определить по формуле:

$$K_{зап.t} = 0,02 \cdot K_t \quad (143)$$

$$K_{зап.5} = 0,02 \cdot 840956 = 4653 \text{ тыс.руб.}$$

Дебиторская задолженность $K_{деб.t}$ в год t:

$$K_{деб.t} = 0,1 \cdot O_{pt} \quad (144)$$

$$K_{деб.5} = 0,1 \cdot 17777738 = 1777773 \text{ тыс.руб.}$$

Краткосрочная дебиторская задолженность может быть определена по формуле:

$$K_{кдз.t} = 0,3 \cdot K_{зап.t} \quad (145)$$

$$K_{кдз.5} = 0,3 \cdot 4653 = 1395 \text{ тыс.руб.}$$

Оборотный капитал в заданный год определяется по формуле:

$$K_{об.t} = K_{зап.t} + K_{деб.t} + K_{кдз.t} \quad (146)$$

$$K_{об.5} = 4653 + 1777773 + 1395 = 183822 \text{ тыс.руб.}$$

Прирост оборотного капитала в год t определяется по формуле:

$$\Delta K_{об.t} = K_{об.t} - K_{об.t-1} \quad (147)$$

$$\Delta K_{об.5} = 183832 - 85160 = 98662 \text{ тыс.руб.}$$

Прирост текущих активов в год t определяется по формуле:

$$\Delta K_{та.t} = (K_{зап.t} + K_{деб.t}) - (K_{зап.t-1} + K_{деб.t-1}) \quad (148)$$

$$\Delta K_{та.5} = (4653 + 1777773) - (-751 + 142219) = 40959$$

тыс.руб.

Инвестиции в основной и оборотный капитал в год t определяются по формуле:

$$K_{ин.t} = K_t + \Delta K_{та.t} \quad (149)$$

$$K_{ин.5} = 232652 + 40959 = 273610 \text{ тыс.руб.}$$

В данной части дипломного проекта была проведена оценка экономической эффективности проекта, в связи с проектированием воздушной линии электропередач 110 кВ «ТбТЭЦ-ПС Сырневая» и подстанции Сырневая напряжением 110/10 кВ. В ходе оценки экономической эффективности проекта были определены суммарные капиталовложения на проектирование ВЛ 110 кВ и установку оборудования на ПС 110 кВ, были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Рассчитали себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю. Определили экономическую эффективность проекта и его финансовую состоятельность.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии составила 0,841 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 13019597.75 тыс. руб.

9 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЕКТА

В данном разделе рассмотрим следующие вопросы:

- вопрос обеспечения безопасности при монтаже и ремонте воздушных линий 110 кВ ПС «Сырьевая», а также при эксплуатации открытого распределительного устройства 110 кВ ПС «Сырьевая»;

- вопрос экологичности, связанный с влиянием проектируемых объектов на окружающую среду, людей и животных, находящихся в непосредственной близости от них;

- возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться при эксплуатации оборудования и воздействиях внешних сил;

- вопросы защиты людей и окружающей среды, подверженных влиянию от проектируемых объектов электросетевого хозяйства.

9.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.). Также необходимо отметить следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [4]:

1) работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

2) перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы;

3) по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”;

4) административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

5) лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

б) нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

Опасные и вредные производственные факторы на ПС "Сырьевая"

В настоящем проекте предполагается, что пользователем устанавливаемого оборудования будет электротехнический персонал ООО "СИБУР Тобольск". При работе на рассматриваемом объекте на пользователей будут действовать следующие опасные производственные факторы:

- вращающиеся части машин и аппаратов;
- ядовитые вещества;
- возможность поражения электрическим током;
- падение с высоты;
- взрывы ЛВЖ;
- пожары.

Мероприятия по предотвращению влияния перечисленных опасных факторов регламентируются действующими нормами и правилами техники безопасности и производственной санитарии.

К ним относятся:

- соблюдения соответствующих расстояний до токоведущих частей или путём закрытия, ограждения токоведущих частей;

- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

- применения надлежащей изоляции, а в отдельных случаях - повышенной;

- компенсации емкостных токов замыкания на землю;

- применения двойной изоляции;

- надёжного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением и повреждённых участков сети, в том числе защитного отключения;

- заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;

- выравнивания потенциалов;

- применения предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

- применения устройств, снижающих напряжённость электрических полей;

- использования средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического поля в ЭУ, в которых напряжённость превышает допустимые нормы;

- молниезащита;

- соблюдение ПТБ при работе на высоте;

- вывешивание плакатов и инструктаж персонала;

- ограждение вращающихся частей рабочих машин.

Теперь выделим вредные производственные факторы. К ним относятся:

- повышенный шум;

- повышенная вибрация;

- недостаточная освещённость;

- пары ядовитых веществ;
- электромагнитные и электростатические поля.

Рассмотрим мероприятия по снижению действия вредных производственных факторов:

- контроль загазованности производственных помещений;
- применение взрывозащищённого оборудования;
- приточно-вытяжной вентиляции;
- применение системы автоматического пожаротушения;
- контроль освещённости;
- мероприятия по снижению шума и вибрации (использование амортизаторов и т.п.);
- использование индивидуальных средств защиты.

Очевидно, что все вышеперечисленные мероприятия являются конструктивными и техническими способами и средствами обеспечения безопасности. Ни одна из перечисленных выше мер не является универсальной. Поэтому при определении необходимого уровня безопасности в каждом конкретном случае выбирается комплекс мер защиты, которые в данных условиях являются наиболее эффективными и надёжными.

Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Поражение человека воздействием электрического тока и электрической дуги (электротравма) возможно в случаях:

- однофазного прикосновения неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;

- одновременного прикосновения человека к незаземленным частям электроустановки, находящимся под напряжением;
- приближение на опасное расстояние человека не изолированного от земли к токоведущим, не защищённым изоляцией частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновения человека не изолированного от земли, к металлическим корпусам электрооборудования, оказавшимся случайно под напряжением;
- включения человека, находящегося в зоне растекания тока при замыкании на землю в электрической сети, на напряжение шага;
- прохождения тока молнии при грозовом разряде;
- прохождения импульсного тока при быстром разряде электрической ёмкости;
- воздействие пламени электрической дуги;
- в процессе освобождения человека, оказавшегося под напряжением, без применения индивидуальных средств защиты.

Согласно ПУЭ, для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов. Также применение индивидуальных и групповых средств защиты позволяет избежать поражения людей электрическим током.

9.2 Экологичность

Отвод земли под строительство ЛЭП.

Отвод земли под воздушные линии 110 кВ осуществляется в соответствии с нормами, представленными в [10]. Согласно формуле $F = n (F_0 + f)$, площадь земель, отводимых в постоянное пользование определяется произведением всего числа опор ВЛ - n на площадь, отводимую под одну опору - $F_0 + f$, которая складывается из суммы площадей, образованных её внешним

контуром и полосы отстающей на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность земли. Площадь отводимых земель зависит от выбранного типа опор, выбор которых основывается на климатических характеристиках в которых проходит ВЛ, а также свойством грунтов в районе их установки.

Для целей строительства предусмотрен отвод территории, представляющий собой полосу земли вдоль трассы воздушной линии ширина, которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

Площадки земельных участков, предоставляемых во временное пользование для монтажа унифицированных и типовых опор (нормальной высоты) воздушных линий электропередачи, используемых в данном дипломном проекте, в местах их размещения, составляет 300 м² [2].

Защита от загрязнений трансформаторным маслом

На реконструируемой подстанции «Сырьевая» принимаются к установке два трансформатора ТРДН-25000/110 с массой масла 29 т. Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и масло-сборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Маслоприемники могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с

отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводоов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка

фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под трансформатором маслосборников. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТРДН-25000/110 подстанции «Сырьевая», габариты которого следующие: Длина трансформатора 8,8 м, ширина – 5,35 м, высота – 8,15 м. Масса трансформаторного масла 29 т.

1. Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Определяем размеры маслоприемника (рис. 24).

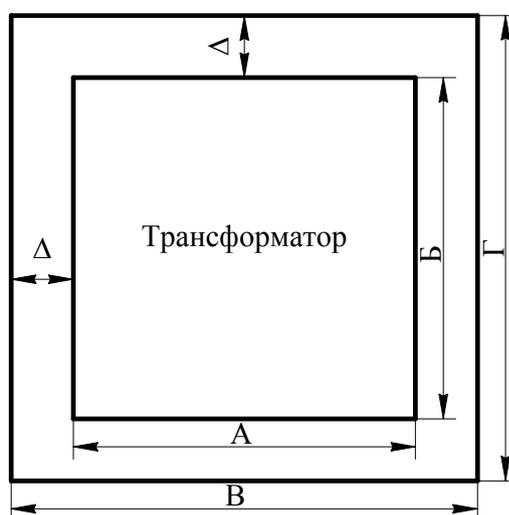


Рисунок 24 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (150)$$

где B – длина маслоприемника;

A – длина трансформатора ($A = 8,8$ м);

Δ – выступ за габариты трансформатора, $\Delta = 1,5$ м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$B = 8,8 + 2 \cdot 1,5 = 11,8 \text{ м}$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (151)$$

где Γ – ширина маслоприемника;

B – ширина трансформатора ($B = 5,35$ м).

$$\Gamma = 5,35 + 2 \cdot 1,5 = 8,35 \text{ м}$$

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2, \quad (152)$$

где $S_{МП}$ – площадь маслоприемника.

$$S_{МП} = 11,8 \cdot 8,35 = 98,53 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \text{ м}^3, \quad (153)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла;

M_{TM} – масса трансформаторного масла;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{TM} = \frac{29000}{880} = 32,95 \text{ м}^3$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 32,95 \text{ м}^3$$

3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике (рис.25).

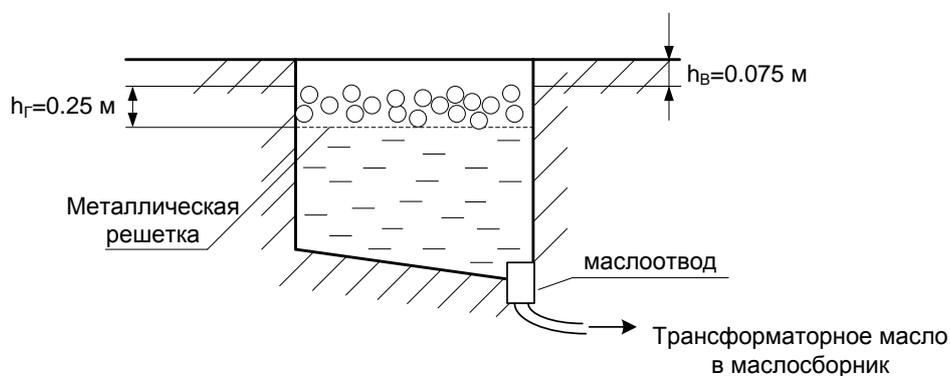


Рисунок 25 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{Г} + h_{В} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \text{ м}, \quad (154)$$

где $h_{МП}$ – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{В}$ – воздушный зазор.

$$h_{МП} = \frac{32,95}{98,53} + 0,25 + 0,075 = 0,66 \text{ м}$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосорбник.

4. Рассчитаем объем маслосорбника

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла автотрансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (155)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (8,8 + 5,35) \cdot 8,15 = 230,65 \text{ м}^2, \quad (156)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (98,53 + 230,62) = 118494 \text{ л} = 118,494 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (157)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 32,95 + 0,8 \cdot 118,494 = 127,75 \text{ м}^3$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 11,8 м; ширина – 8,35 м; площадь – 98,53 м²; объём масла – 32,95 м³; глубина – 0,66 м; объём маслосборника - 127,75 м³.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Для рассматриваемой подстанции можно выделить следующие чрезвычайные ситуации природного характера:

- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы.

Техногенного характера:

- пожары;
- взрывы паровоздушных смесей;
- отключение электроэнергии.

Рассмотрим более подробно причины и влияние конкретных ЧС на основное производство.

Рассмотрим ЧС природного характера.

Лесные и торфяные пожары возможны на рассматриваемом объекте, так как цех расположен рядом с лесными массивами, которые могут стать причиной самовозгорания в результате действия удара молнии или поведения человека и т.п. Последствия пожаров могут привести к выводу из строя основного технологического и электрического оборудования, что может привести к уменьшению выпуска продукции, ввиду отсутствия его хранения, а также ухудшение здоровья персонала и их гибель. Для избежания этой ситуации необходимо вести строгий контроль за пожароопасными факторами: следить за сводками прогноза погоды, вести с персоналом разъяснительную работу и т.д., анализировать опыт прошлых аварий и делать соответствующие выводы.

Ураганы, сильные морозы, могут иметь место вследствие расположения объекта на местности – Западная Сибирь. Последствиями ураганов может быть снос опор ЛЭП, разрушение зданий и вывод из строя оборудования. Последствия сильных морозов – это обледенение проводов ЛЭП и падение в результате этого опор ЛЭП, замораживание и разрыв трубопроводов. Итогом рассмотренных ЧС может стать останов производства и длительный ремонт.

Для предотвращения этих факторов и снижения последствий необходимо вырубать лесные насаждения в зоне ЛЭП, следить за состоянием трубопроводов, проводов ЛЭП и в случае проявления последствий аварий

немедленно вызывать оперативную бригаду и приступить к ликвидации аварии.

Отключение электроэнергии может быть связано с авариями на энергоснабжающих предприятиях, разрывом электрической цепи (вследствие КЗ, ураганов, обледенений проводов и т.п.). Данное ЧС в силу того, что все основные производства ООО "СИБУР Тобольск" задействованы с данным цехом, может иметь большое последствие для предприятия: это останов производства через некоторое время после возникновения ЧС, другие возможные аварийные ситуации. Так как технологический процесс сложен, то после останова повторный пуск агрегатов и аппаратов возможен будет только через некоторое продолжительное время (это зависит от технологического процесса).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматриваемые ВЛ 110 кВ и ПС Сырьевая 110/10 кВ спроектированы в соответствии с действующими нормами и правилами, выполнение которых обеспечивает безопасное обслуживание линий электропередачи 110 кВ и подстанций с высшим уровнем напряжения 110 кВ, включая правила взрыво- и пожаробезопасности.

Спроектированная линия 110 кВ «ТбТЭЦ– Сырьевая» выполнена на промежуточных одноцепных свободностоящих стальных опорах П110 – 5 и анкерных угловых одноцепных свободностоящих стальных опорах У110-1+9 с подвеской проводов АС-185. Принимаем к установке изолятор ЛК – 70/110. Предусмотрены зажимы: поддерживающие–глухие и натяжные–болтовые. Фактические коэффициенты запаса прочности изоляторов и арматуры соответствуют нормам. Было выполнено проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ «ПС «Сырьевая». Рассчитали токи короткого замыкания и провели выбор коммутационной аппаратуры.

На подстанции «Сырьевая» предусмотрено защитное заземление, выполненное в виде сетки, вертикальных и горизонтальных проводников. Также спроектирована система молниезащиты, произведен расчет надежности ПС «Сырьевая».

В экономическом разделе дипломного проекта были рассчитаны эффекты, полученные в результате ввода нового сетевого объекта.

В разделе «Безопасность и экологичность» дипломного проекта рассмотрены вопросы электробезопасности на ВЛ 110 кВ и на ПС 110/10 кВ, перечислены мероприятия по её обеспечению. Определены мероприятия для обеспечения пожарной безопасности на подстанциях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергофтоиздат, 1986. – 464 с.

2 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1986. – 678 с.

3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.

3 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с.

5 Иманов, Г.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.И. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.В. Таджибаев. – Санкт-Петербург, 2004. – 31с.

6 Consultant.Ru: Индексы изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2018 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 1.06.18.

7 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

8 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.

9 Consultant.Ru: Концепция стратегии развития электроэнергетики Тюменской области до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 1.06.18.

10 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС., 2001.

11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.

12 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

13 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

14 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 28 с.

15 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

16 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

17 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.

19 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.

20 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

21 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007. – 54 с.

22 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

23 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

24 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».

25 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков.– Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

26 Тарасов, А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.

27 Тиходев, Н.Н.Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

28 Трубицын, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 1997. – 352 с.

29 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Нагрузки подстанций ООО "СИБУР Тобольск"

Нагрузки ПС

Подстанция	P, МВт	Q, Мвар	Марка тр-ра	Вид РУ
ПС Абалак	2,5	1	ТРДН-2500/110	5Н-Мостик
ПС ВОС	3	0,5	ТРДН-6300/110	5Н-Мостик
ПС ЗапСиб	6	0,9	ТРДН-6300/110	5Н-Мостик
ПС Сырьевая	22,6	2,6	ТРДН-25000/110	5Н-Мостик
ГПП 3	20,4	2,3	ТРДН-63000/110	5Н-Мостик
ГПП 2	19,6	1,8	ТРДН-25000/110	5Н-Мостик

Данные трансформатора ПС Сырьевая

Тип трансформатора	ТРДН
S_p , кВ·А	22780,0
$S_{н.т.п.}$, кВ·А	25000
ΔP_{xx} , кВт	30
$\Delta P_{кз}$, кВт	120
I_{xx} , %	0,75
u_k , %	20
$K_{зi}$	0,45
ΔQ_{xx} , квар	187,5
$\Delta Q_{кз}$, квар	5000
$\Delta P'_{xx}$, кВт	43,125
$\Delta P'_{кз}$, кВт	470

Приложение В - Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin 3

Таблица _Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	1ВН ПС записб	500			246.4	125.30	500.00	-1,000.00	1,000.00	500		
Нагр	2	1От Пс записб 1	500								498.04	-1.44	-1.39
Нагр	3	1СН ПС записб	110	175	87.5						114.74	-1.44	4.3
Нагр	4	1НН ПС записб 1	35	75	37.5						35.91	-3.96	2.6
Нагр	5	1От Пс записб 2	500								498.04	-1.44	-1.39
Нагр	6	1НН Пс записб 2	35	75	37.5						35.91	-3.96	2.6
Ген	8	2ВН ПС записб	500			246	93.00	500.00	-1,000.00	1,000.00	500	-0.41	
Нагр	9	2ОТ ПС записб 1	500								478.06	-1.44	-4.39
Нагр	10	2От Пс записб 2	500								478.06	-1.44	-4.39
Нагр	11	2НН Пс записб 1	35	75	37.5						35.91	-3.96	2.6
Нагр	12	2НН ПС записб 2	35	75	37.5						35.91	-3.96	2.6
Нагр	13	2СН Пс записб 1	110	175	87.5						114.74	-1.43	4.31

Нагр	14	1Вн Тэц	110								115.11	-0.92	4.64
Нагр	15	2 Вн Тэц	110								115.09	-0.91	4.63
Ген	16	1генератор	18			160	92.10	18.00	-1,000.00	1,000.00	18	4.09	
Ген	17	2генератор 1	18			160	92.30	18.00	-1,000.00	1,000.00	18	4.1	
Ген	18	2генератор	15			210	10.50	15.00	-1,000.00	1,000.00	15	4.66	
Нагр	19	отпайка	110								114.9	-1.21	4.46
Нагр	20	ВН Тр на Сырьевой	110								114.98	-1.13	4.53
Нагр	21	ОТ тр1 Сыревая	110								114.07	-2.21	3.7
Нагр	22	ОТ тр2 сыревая	110								114.07	-2.21	3.7
Нагр	23	1НН Тр 1 Сыревая	10	5.6	1.7						10.31	-3.28	3.11
Нагр	24	2НН Тр 1 Сыревая	10	5.6	1.7						10.31	-3.28	3.11
Нагр	25	1НН ТР 2 Сыревая	10	5.6	1.7						10.31	-3.28	3.11
Нагр	26	2НН ТР 2 Сыревая	10	5.6	1.7						10.31	-3.28	3.11
Нагр	27	КЛ	110								115.06	-0.97	4.6
Нагр	28	1 к ГПП 1	110	2.5	1.3						114.73	-1.44	4.3

Нагр	29	2 к ГПП 1	110	2.5	1.3						114.73	-1.44	4.3
Нагр	30	1 к ГПП 2	110	2.5	1.3						114.72	-1.45	4.3
Нагр	31	2 к ГПП 2	110	2.5	1.3						114.72	-1.45	4.3
Нагр	32	к Бегищево	110	2.5	1.4						115.1	-0.92	4.63
Нагр	33	к ТОбольской	110	2.5	1.4						115.08	-0.92	4.62

Таблица_Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-68	-154	194
Тр-р	2	4	1От Пс записб 1 - 1НН ПС записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	2	3	1От Пс записб 1 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	17	-63	79
Тр-р	1	5	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-68	-154	194
Тр-р	5	6	1От Пс записб 2 - 1НН Пс записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	5	3	1От Пс записб 2 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	17	-63	79
Тр-р	8	9	2ВН ПС записб - 2ОТ ПС записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-156	188
Тр-р	9	11	2ОТ ПС записб 1 - 2НН Пс записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	9	13	2ОТ ПС записб 1 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-65	92

Тр-р	8	10	2ВН ПС записб - 2От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-156	188
Тр-р	10	12	2От Пс записб 2 - 2НН ПС записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	10	13	2От Пс записб 2 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-65	92
Выкл	4	6	1НН ПС записб 1 - 1НН Пс записб 2										
Выкл	11	12	2НН Пс записб 1 - 2НН ПС записб 2										
Выкл	3	13	1СН ПС записб - 2СН Пс записб 1										
Тр-р	14	16	1Вн Тэц - 1генератор	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	44	815
Тр-р	15	17	2 Вн Тэц - 2генератор 1	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	61	850
Тр-р	15	18	2 Вн Тэц - 2генератор	0.15	6.15	13.7	85.4	0.13			209	-27	1,051
ЛЭП	3	19	1СН ПС записб - отпайка	1.92	13.6	1	-130				96	-9	493
ЛЭП	19	14	отпайка - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				28	21	178
ЛЭП	3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				126	8	645
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	-3	678
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	-3	678
ЛЭП	19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130				69	-22	369
Тр-р	20	21	Вн Тр на Сырьевой - ОТ ТР 1 сыревая	0.94	22.3	2.4	16.9	1	5	1	-11	-5	62

Тр-р	21	23	ОТ ТР 1 сыревая - 1НН Тр 1 Сыревая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	31
Тр-р	21	24	ОТ ТР 1 сыревая - 2НН Тр 1 Сыревая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	31
Тр-р	20	22	ВН Тр на Сыревой - ОТ тр 2 Сыре- вая	0.94	22.3	2.4	16.9	1	5	1	-11	-5	62
Тр-р	22	25	ОТ тр 2 Сыревая - 1НН ТР 2 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	31
Тр-р	22	26	ОТ тр 2 Сыревая - 2НН ТР 2 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	31
Выкл	23	25	1НН Тр 1 Сыревая - 1НН ТР 2 Сырье- вая										
Выкл	24	26	2НН Тр 1 Сыревая - 2НН ТР 2 Сырье- вая										
Выкл	14	15	1Вн Тэц - 2 Вн Тэц										
ЛЭП	15	27	2 Вн Тэц - КЛ	1.92	13.6	1	-130				-95	-6	476
ЛЭП	27	20	КЛ - ВН Тр на Сыревой	1.92	13.6	1	-130				-94	1	476
ЛЭП	13	28	2СН Пс записб 1 - 1 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	13	29	2СН Пс записб 1 - 2 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	3	30	1СН ПС записб - 1 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14

ЛЭП	3	31	1СН ПС записб - 2 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14

Таблица_Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	РПН ТРДН 32	%	+	РПН	ВН		110	10	9	- 1,780.00	9	1,780.00
2	АТ 250	%	+	РПН	ВН		500	110	8	- 1,400.00	8	1,400.00

Таблица_Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
3	19	1СН ПС записб - отпайка	493	493	ВН	850	850	58
19	14	отпайка - 1Вн Тэц	178	173	ВН	850	850	20.9
3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	645	644	ВН	850	850	75.8
13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	678	678	ВН	850	850	79.8
13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	678	678	ВН	850	850	79.8

19	20	отпайка - ВН Тр на Сырьевой	367	369	ВН	850	850	43.5
15	27	2 Вн Тэц - КЛ	476	476	ВН	850	850	56
27	20	КЛ - ВН Тр на Сырьевой	476	476	ВН	850	850	56
13	28	2СН Пс записб 1 - 1 к ГПП 1	13	14	ВН	850	850	1.7
13	29	2СН Пс записб 1 - 2 к ГПП 1	13	14	ВН	850	850	1.7
3	30	1СН ПС записб - 1 к ГПП 2	13	14	ВН	850	850	1.7
3	31	1СН ПС записб - 2 к ГПП 2	13	14	ВН	850	850	1.7
14	32	1Вн Тэц - к Бегищеву	13	14	ВН	850	850	1.7
15	33	2 Вн Тэц - к Тобольской	13	14	ВН	850	850	1.7

Таблица_Токовая загрузка Трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 1	160	135	ВН	850	850	18.8
2	4	1От Пс записб 1 - 1НН ПС записб 1	121	1,348	ВН	850	850	14.3
2	3	1От Пс записб 1 - 1СН ПС записб	50	156	ВН	850	850	5.9
1	5	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 2	160	135	ВН	50	850	18.8
5	6	1От Пс записб 2 - 1НН Пс записб 2	121	1,348	ВН	850	850	14.3
5	3	1От Пс записб 2 - 1СН ПС записб	50	156	ВН	850	850	5.9

8	9	2ВН ПС записб - 2ОТ ПС записб 1	152	127	ВН	850	850	17.9
9	11	2ОТ ПС записб 1 - 2НН Пс записб 1	121	1,348	ВН	850	850	14.3
9	13	2ОТ ПС записб 1 - 2СН Пс записб 1	63	230	ВН	850	850	7.4
8	10	2ВН ПС записб - 2От Пс записб 2	152	127	ВН	850	850	17.9
10	12	2От Пс записб 2 - 2НН ПС записб 2	121	1,348	ВН	850	850	14.3
10	13	2От Пс записб 2 - 2СН Пс записб 1	63	230	ВН	850	850	7.4
14	16	1Вн Тэц - 1генератор	880	5,922	ВН	850	850	103.5
15	17	2 Вн Тэц - 2генератор 1	880	5,925	ВН	850	850	103.6
15	18	2 Вн Тэц - 2генератор	1,051	8,093	ВН	850	850	123.7
20	21	ВН Тр на Сырьевой - ОТ ТР 1 сырьевая	61	61	ВН	850	850	7.2
21	23	ОТ ТР 1 сырьевая - 1НН Тр 1 Сырьевая	30	329	ВН	850	850	3.6
21	24	ОТ ТР 1 сырьевая - 2НН Тр 1 Сырьевая	30	328	ВН	850	850	3.6
20	22	ВН Тр на Сырьевой - ОТ тр 2 Сырьевая	61	61	ВН	850	850	7.2
22	25	ОТ тр 2 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая	30	329	ВН	850	850	3.6
22	26	ОТ тр 2 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая	30	328	ВН	850	850	3.6

Таблица_Потери районы

Район	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
500	230		57.7	58	172
110		365	14.91	380	-380
35		300		300	-300
10	530	22		22	508

Таблица_Потери активной мощности

№р-н	Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	500	57.7	1.06		1.06	56.64		56.64	
2	110	14.91	14.05	12.67	1.38	0.86	0.18	0.68	

Таблица_Потери реактивной мощности

№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр-р
1	500	289.54	53.27		53.27	236.27		236.27

Приложение В - Расчет аварийного режима (ТбТЭЦ-ГПП 3) в ПВК RastrWin 3

Таблица_Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	18	2генератор	15	4			210	-16.9	15	-1,000.00	1,000.00	15		12.71
Ген	17	2генератор 1	18	4			160	69.4	18	-1,000.00	1,000.00	18		12.15
Ген	16	1генератор	18	4			160	69.3	18	-1,000.00	1,000.00	18		12.14
Нагр	15	2 Вн Тэц	110	2								116.55	5.96	7.19
Нагр	14	1Вн Тэц	110	2								116.56	5.97	7.18
Нагр	33	к ТОбольской	110	2	2.5	1.4						116.45	5.86	7.05
Нагр	32	к Бегищево	110	2	2.5	1.4						116.46	5.87	7.04
Нагр	27	КЛ	110	2								115.51	5.01	5.42
Нагр	20	ВН Тр на Сырье- вой	110	2								114.37	3.97	3.63
Нагр	19	отпайка	110	2								114.55	4.13	3.12
Нагр	22	ОТ тр 2 Сырьевая	110	2								113.45	3.14	2.54
Нагр	21	ОТ ТР 1 сырсовая	110	2								113.45	3.14	2.54
Нагр	26	2НН ТР 2 Сырье-	10	4	5.6	1.7						10.25	2.54	1.47

		вая												
Нагр	25	1НН Тр 2 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7						10.25	2.54	1.47
Нагр	24	2НН Тр 1 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7						10.25	2.54	1.46
Нагр	23	1НН Тр 1 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7						10.25	2.54	1.45
Ген	8	2ВН ПС запсиб	500	1			93.3	304.1	500	-1,000.00	1,000.00	500		0.35
База	1	1ВН ПС запсиб	500	1			134.5	310.7	500	-1,000.00	1,000.00	500		
Нагр	13	2СН Пс запсиб 1	110	2	175	87.5						113.25	2.95	-0.68
Нагр	10	2От Пс запсиб 2	500	1								471.81	-5.64	-0.68
Нагр	9	2ОТ ПС запсиб 1	500	1								471.81	-5.64	-0.68
Нагр	29	2 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						113.15	2.86	-0.83
Нагр	28	1 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						113.15	2.86	-0.83
Нагр	3	1СН ПС запсиб	110	2	175	87.5						113.08	2.8	-1.56
Нагр	5	1От Пс запсиб 2	500	1								471.14	-5.77	-1.57
Нагр	2	1От Пс запсиб 1	500	1								471.14	-5.77	-1.57
Нагр	31	2 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						112.98	2.71	-1.71
Нагр	30	1 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						112.98	2.71	-1.71

Нагр	12	2НН ПС запсиб 2	35	3	75	37.5						35.42	1.19	-3.27
Нагр	11	2НН Пс запсиб 1	35	3	75	37.5						35.42	1.19	-3.27
Нагр	6	1НН Пс запсиб 2	35	3	75	37.5						35.36	1.04	-4.17
Нагр	4	1НН ПС запсиб 1	35	3	75	37.5						35.36	1.04	-4.17

Таблица_Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	1ВН ПС запсиб - 1От Пс запсиб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-67	-155	195
Тр-р	2	4	1От Пс запсиб 1 - 1НН ПС запсиб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	2	3	1От Пс запсиб 1 - 1СН ПС запсиб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	18	-64	81
Тр-р	1	5	1ВН ПС запсиб - 1От Пс запсиб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-67	-155	195
Тр-р	5	6	1От Пс запсиб 2 - 1НН Пс запсиб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	5	3	1От Пс запсиб 2 - 1СН ПС запсиб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	18	-64	81
Тр-р	8	9	2ВН ПС запсиб - 2ОТ ПС запсиб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-152	184
Тр-р	9	11	2ОТ ПС запсиб 1 - 2НН Пс запсиб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	9	13	2ОТ ПС запсиб 1 - 2СН Пс запсиб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-62	89
Тр-р	8	10	2ВН ПС запсиб - 2От Пс запсиб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-152	184
Тр-р	10	12	2От Пс запсиб 2 - 2НН ПС запсиб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123

Тр-р	10	13	2От Пс записб 2 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-62	89
Выкл	4	6	1НН ПС записб 1 - 1НН Пс записб 2										
Выкл	11	12	2НН Пс записб 1 - 2НН ПС записб 2										
Выкл	3	13	1СН ПС записб - 2СН Пс записб 1										
Тр-р	14	16	1Вн Тэц - 1генератор	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	52	831
Тр-р	15	17	2 Вн Тэц - 2генератор 1	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	52	831
Тр-р	15	18	2 Вн Тэц - 2генератор	0.15	6.15	13.7	85.4	0.13			209	-39	1,054
ЛЭП	3	19	1СН ПС записб - отпайка	1.92	13.6	1	-130				77	-1	396
ЛЭП	19	14	отпайка - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				70	5	355
ЛЭП	3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				147	-2	750
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	0	677
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	0	677
ЛЭП	19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130						
Тр-р	20	21	Вн Тр на Сырьевой - ОТ ТР 1 сыревая	0.94	22.3	2.4	16.9	1			-11	-5	62
Тр-р	21	23	ОТ ТР 1 сыревая - 1НН Тр 1 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	31
Тр-р	21	24	ОТ ТР 1 сыревая - 2НН Тр 1 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	30
Тр-р	20	22	Вн Тр на Сырьевой - ОТ тр 2 Сырье- вая	0.94	22.3	2.4	16.9	1			-11	-5	62

Тр-р	22	25	ОТ тр 2 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	30
Тр-р	22	26	ОТ тр 2 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091			-6	-2	30
Выкл	23	25	1НН Тр 1 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая										
Выкл	24	26	2НН Тр 1 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая										
Выкл	14	15	1Вн Тэц - 2 Вн Тэц								64	-25	340
ЛЭП	15	27	2 Вн Тэц - КЛ	1.92	13.6	1	-130				-31	-4	157
ЛЭП	27	20	КЛ - Вн Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130				-31	-5	159
ЛЭП	13	28	2СН Пс записб 1 - 1 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	13	29	2СН Пс записб 1 - 2 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	3	30	1СН ПС записб - 1 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	3	31	1СН ПС записб - 2 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	15	33	2 Вн Тэц - к Тобольской	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14

Таблица_Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	контр.І	N_I(t)	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
3	19	1СН ПС записб - отпайка	396	396	ВН	1	1	850	850	46.5
19	14	отпайка - 1Вн Тэц	355	354	ВН	1	1	850	850	41.7
3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	750	749	ВН	1	1	850	850	88.2
13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	677	676	ВН	1	1	850	850	79.6
13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	677	676	ВН	1	1	850	850	79.6
19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой			ВН	1	1	850	850	
15	27	2 Вн Тэц - КЛ	156	157	ВН	1	1	850	850	18.5
27	20	КЛ - Вн Тр на Сырьевой	157	159	ВН	1	1	850	850	18.7
13	28	2СН Пс записб 1 - 1 к ГПП 1	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
13	29	2СН Пс записб 1 - 2 к ГПП 1	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
3	30	1СН ПС записб - 1 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
3	31	1СН ПС записб - 2 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7

Таблица_Потери районы

Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
500		228		57.73	58	170
110			365	12.69	378	-378
35			300		300	-300
10		530	22		22	508

Таблица_Потери активной мощности

Нр-н	Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	500	57.73	1.05		1.05	56.68		56.68	
2	110	12.69	11.81	10.44	1.37	0.86	0.17	0.69	

Таблица_Потери реактивной мощности

Нр-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр-р	
1	500	289.05	52.63		52.63	236.42		236.42	

2	110	107.99	127.48	73.92	53.56	-17.89	-22.22	4.33	
---	-----	--------	--------	-------	-------	--------	--------	------	--

Приложение Б - Расчет аварийного режима (КЛ от ТБТЭЦ)

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	18	2генератор	15	4			210	-16.5	15	1,000.00	1,000.00	15		13.34
Ген	17	2генератор 1	18	4			160	69.7	18	1,000.00	1,000.00	18		12.78
Ген	16	1генератор	18	4			160	69.6	18	1,000.00	1,000.00	18		12.76
Нагр	15	2 Вн Тэц	110	2								116.53	5.94	7.82
Нагр	14	1Вн Тэц	110	2								116.54	5.95	7.8
Нагр	33	к ТОбольской	110	2	2.5	1.4						110		7.68
Нагр	32	к Бегищево	110	2	2.5	1.4						116.44	5.85	7.66
Нагр	19	отпайка	110	2								113.88	3.53	2.53
Нагр	27	КЛ	110	2								112.77	2.52	1.2
Нагр	20	ВН Тр на Сырьевой	110	2								112.67	2.43	1.2
Ген	8	2ВН ПС запсиб	500	1			93.3	304.4	500	1,000.00	1,000.00	500		0.98
Нагр	22	ОТ тр 2 Сырье-	110	2								111.74	1.59	0.08

		вая												
Нагр	21	ОТ ТР 1 сыревая	110	2								111.74	1.59	0.07
База	1	1ВН ПС запсиб	500	1			135	315.7	500	1,000.00	1,000.00	500		
Нагр	13	2СН Пс запсиб 1	110	2	175	87.5						113.24	2.94	-0.05
Нагр	10	2От Пс запсиб 2	500	1								471.79	-5.64	-0.06
Нагр	9	2ОТ ПС запсиб 1	500	1								471.79	-5.64	-0.06
Нагр	29	2 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						113.14	2.85	-0.2
Нагр	28	1 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						113.14	2.85	-0.2
Нагр	26	2НН ТР 2 Сырьевая	10	4	5.6	1.7						10.1	0.98	-1.03
Нагр	25	1НН ТР 2 Сырьевая	10	4	5.6	1.7						10.1	0.98	-1.03
Нагр	24	2НН Тр 1 Сырьевая	10	4	5.6	1.7						10.1	0.98	-1.04
Нагр	23	1НН Тр 1 Сырьевая	10	4	5.6	1.7						10.1	0.98	-1.05
Нагр	3	1СН ПС запсиб	110	2	175	87.5						112.95	2.68	-1.57
Нагр	5	1От Пс запсиб 2	500	1								470.6	-5.88	-1.58
Нагр	2	1От Пс запсиб 1	500	1								470.6	-5.88	-1.58
Нагр	31	2 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						112.85	2.59	-1.72

Нагр	30	1 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						112.85	2.59	-1.72
Нагр	12	2НН ПС записб 2	35	3	75	37.5						35.41	1.18	-2.65
Нагр	11	2НН Пс записб 1	35	3	75	37.5						35.41	1.18	-2.65
Нагр	6	1НН Пс записб 2	35	3	75	37.5						35.32	0.92	-4.18
Нагр	4	1НН ПС записб 1	35	3	75	37.5						35.32	0.92	-4.18

Таблица_Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-68	-158	198
Тр-р	2	4	1От Пс записб 1 - 1НН ПС записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	2	3	1От Пс записб 1 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	17	-66	84
Тр-р	1	5	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-68	-158	198
Тр-р	5	6	1От Пс записб 2 - 1НН Пс записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	5	3	1От Пс записб 2 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	17	-66	84

Тр-р	8	9	2ВН ПС записб - 2ОТ ПС записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1				-47	-152	184
Тр-р	9	11	2ОТ ПС записб 1 - 2НН Пс записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077				-80	-61	123
Тр-р	9	13	2ОТ ПС записб 1 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2		38	-62	89
Тр-р	8	10	2ВН ПС записб - 2От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1				-47	-152	184
Тр-р	10	12	2От Пс записб 2 - 2НН ПС записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077				-80	-61	123
Тр-р	10	13	2От Пс записб 2 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2		38	-62	89
Выкл	4	6	1НН ПС записб 1 - 1НН Пс записб 2											
Выкл	11	12	2НН Пс записб 1 - 2НН ПС записб 2											
Выкл	3	13	1СН ПС записб - 2СН Пс записб 1											
Тр-р	14	16	1Вн Тэц - 1генератор	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149				159	53	832
Тр-р	15	17	2 Вн Тэц - 2генератор 1	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149				159	53	832
Тр-р	15	18	2 Вн Тэц - 2генератор	0.15	6.15	13.7	85.4	0.13				209	-38	1,054
ЛЭП	3	19	1СН ПС записб - отпайка	1.92	13.6	1	-130					67	-3	343
ЛЭП	19	14	отпайка - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130					90	6	460
ЛЭП	3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130					157	-4	802
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130					133	0	677
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130					133	0	677
ЛЭП	19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130					-23	-6	122

Тр-р	20	21	ВН Тр на Сырьевой - ОТ ТР 1 сыре- вая	0.94	22.3	2.4	16.9	1				-11	-5	63
Тр-р	21	23	ОТ ТР 1 сыревая - 1НН Тр 1 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Тр-р	21	24	ОТ ТР 1 сыревая - 2НН Тр 1 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Тр-р	20	22	ВН Тр на Сырьевой - ОТ тр 2 Сырье- вая	0.94	22.3	2.4	16.9	1				-11	-5	62
Тр-р	22	25	ОТ тр 2 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Тр-р	22	26	ОТ тр 2 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырье- вая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Выкл	23	25	1НН Тр 1 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая											
Выкл	24	26	2НН Тр 1 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая											
Выкл	14	15	1Вн Тэц - 2 Вн Тэц									95	-20	482
ЛЭП	15	27	2 Вн Тэц - КЛ	1.92	13.6	1	-130							
ЛЭП	27	20	КЛ - ВН Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130					0	0	8
ЛЭП	13	28	2СН Пс записб 1 - 1 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	13	29	2СН Пс записб 1 - 2 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14

ЛЭП	3	30	1СН ПС записиб - 1 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	3	31	1СН ПС записиб - 2 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	1.92	13.6	1	-130				-3	0	14
ЛЭП	15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	1.92	13.6	1	-130				-10	-54	279

Таблица_Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	контр. I	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
3	19	1СН ПС записиб - отпайка	343	343	ВН	1	1	850	850	40.4
19	14	отпайка - 1Вн Тэц	460	459	ВН	1	1	850	850	54.1
3	14	1СН ПС записиб - 1Вн Тэц	802	802	ВН	1	1	850	850	94.4
13	15	2СН Пс записиб 1 - 2 Вн Тэц	677	676	ВН	1	1	850	850	79.6
13	15	2СН Пс записиб 1 - 2 Вн Тэц	677	676	ВН	1	1	850	850	79.6
19	20	отпайка - Вн Тр на Сырье- вой	120	122	ВН	1	1	850	850	14.4
15	27	2 Вн Тэц - КЛ			ВН	1	1	850	850	
27	20	КЛ - Вн Тр на Сырьевой	0	8	ВН	1	1	850	850	1
13	28	2СН Пс записиб 1 - 1 к ГПП 1	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
13	29	2СН Пс записиб 1 - 2 к ГПП	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7

		1								
3	30	1СН ПС запсиб - 1 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
3	31	1СН ПС запсиб - 2 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	271	279	ВН	1	1	850	850	32.8

Таблица_Потери районы

Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
500		228		57.69	58	171
110			365	13.2	378	-378
35			300		300	-300
10		530	22		22	508

Таблица_Потери активной мощности

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	500	57.69	1.06		1.06	56.63		56.63	
2	110	13.2	12.78	11.41	1.38	0.85	0.17	0.68	

Таблица_Потери реактивной мощности

№-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр-р	
1	500	289.52	53.28		53.28	236.24		236.24	
2	110	113.64	134.42	80.79	53.63	-17.65	-21.94	4.29	

Приложение В - Расчет аварийного режима (Трансформатор на ПС Сырьевая и ГПП 3) в ПВК RastrWin 3

Таблица_Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	1ВН ПС запсиб	500	1			125.9	308.8	500	- 1,000.00	1,000.00	500		
Нагр	2	1От Пс запсиб 1	500	1								471.33	-5.73	-1.46
Нагр	3	1СН ПС запсиб	110	2	175	87.5						113.13	2.84	-1.45
Нагр	4	1НН ПС запсиб 1	35	3	75	37.5						35.38	1.08	-4.05
Нагр	5	1От Пс запсиб 2	500	1								471.33	-5.73	-1.46
Нагр	6	1НН Пс запсиб 2	35	3	75	37.5						35.38	1.08	-4.05
Ген	8	2ВН ПС запсиб	500	1			93.3	311.3	500	- 1,000.00	1,000.00	500		14.21
Нагр	9	2ОТ ПС запсиб 1	500	1								471.04	-5.79	13.17
Нагр	10	2От Пс запсиб 2	500	1								471.04	-5.79	13.17
Нагр	11	2НН Пс запсиб 1	35	3	75	37.5						35.36	1.02	10.58
Нагр	12	2НН ПС запсиб 2	35	3	75	37.5						35.36	1.02	10.58

Нагр	13	2СН Пс записб 1	110	2	175	87.5						113.06	2.78	13.18
Нагр	14	1Вн Тэц	110	2								117.16	6.51	6.14
Нагр	15	2 Вн Тэц	110	2								115.99	5.45	21.13
Ген	16	1генератор	18	4			160	59.9	18	-	1,000.00	1,000.00	18	11.08
Ген	17	2генератор 1	18	4			160	78.2	18	-	1,000.00	1,000.00	18	26.1
Ген	18	2генератор	15	4			210	-6.4	15	-	1,000.00	1,000.00	15	26.67
Нагр	19	отпайка	110	2								114.34	3.94	4.87
Нагр	20	ВН Тр на Сырье- вой	110	2								113.57	3.25	9.89
Нагр	21	ОТ ТР 1 сыревая	110	2										7.55
Нагр	22	ОТ тр 2 Сыревая	110	2								112.65	2.41	8.78
Нагр	23	1НН Тр 1 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7								6.44
Нагр	24	2НН Тр 1 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7								6.45
Нагр	25	1НН ТР 2 Сырье- вая	10	4	5.6	1.7						10.18	1.81	7.69
Нагр	26	2НН ТР 2 Сырье-	10	4	5.6	1.7						10.18	1.81	7.69

		вая												
Нарп	27	КЛ	110	2								114.33	3.94	15.56
Нарп	28	1 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						112.96	2.69	13.03
Нарп	29	2 к ГПП 1	110	2	2.5	1.3						112.96	2.69	13.03
Нарп	30	1 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						113.03	2.75	-1.6
Нарп	31	2 к ГПП 2	110	2	2.5	1.3						113.03	2.75	-1.6
Нарп	32	к Бегищево	110	2	2.5	1.4						117.06	6.42	6
Нарп	33	к Тобольской	110	2	2.5	1.4						115.89	5.35	20.98

Таблица_Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-63	-154	193
Тр-р	2	4	1От Пс записб 1 - 1НН ПС записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	2	3	1От Пс записб 1 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	22	-63	82
Тр-р	1	5	1ВН ПС записб - 1От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-63	-154	193
Тр-р	5	6	1От Пс записб 2 - 1НН Пс записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	5	3	1От Пс записб 2 - 1СН ПС записб	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	22	-63	82
Тр-р	8	9	2ВН ПС записб - 2ОТ ПС записб 1	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-156	188

Тр-р	9	11	2ОТ ПС записб 1 - 2НН Пс записб 1	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	9	13	2ОТ ПС записб 1 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-65	92
Тр-р	8	10	2ВН ПС записб - 2От Пс записб 2	1.7	107.5	20.4	85.1	1			-47	-156	188
Тр-р	10	12	2От Пс записб 2 - 2НН ПС записб 2	3.52	132.5	20.4	85.1	0.077			-80	-61	123
Тр-р	10	13	2От Пс записб 2 - 2СН Пс записб 1	0.47		20.4	85.1	0.24	8	2	38	-65	92
Выкл	4	6	1НН ПС записб 1 - 1НН Пс записб 2										
Выкл	11	12	2НН Пс записб 1 - 2НН ПС записб 2										
Выкл	3	13	1СН ПС записб - 2СН Пс записб 1										
Тр-р	14	16	1Вн Тэц - 1генератор	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	44	814
Тр-р	15	17	2 Вн Тэц - 2генератор 1	0.2	7.7	11.6	68.3	0.149			159	61	849
Тр-р	15	18	2 Вн Тэц - 2генератор	0.15	6.15	13.7	85.4	0.13			209	-28	1,051
ЛЭП	3	19	1СН ПС записб - отпайка	1.92	13.6	1	-130				103	-9	530
ЛЭП	19	14	отпайка - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				25	21	163
ЛЭП	3	14	1СН ПС записб - 1Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				130	8	663
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	-3	678
ЛЭП	13	15	2СН Пс записб 1 - 2 Вн Тэц	1.92	13.6	1	-130				133	-3	678
ЛЭП	19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130				80	-21	421
Тр-р	20	21	Вн Тр на Сырьевой - ОТ ТР 1 сыревая	0.94	22.3	2.4	16.9	1					

Гр-р	21	23	ОТ ТР 1 сырьевая - 1НН Тр 1 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091						
Гр-р	21	24	ОТ ТР 1 сырьевая - 2НН Тр 1 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091						
Гр-р	20	22	ВН Тр на Сырьевой - ОТ тр 2 Сырьевая	0.94	22.3	2.4	16.9	1				-11	-5	62
Гр-р	22	25	ОТ тр 2 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Гр-р	22	26	ОТ тр 2 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая	1.87	43.4	2.4	16.9	0.091				-6	-2	31
Выкл	23	25	1НН Тр 1 Сырьевая - 1НН ТР 2 Сырьевая											
Выкл	24	26	2НН Тр 1 Сырьевая - 2НН ТР 2 Сырьевая											
Выкл	14	15	1Вн Тэц - 2 Вн Тэц											
ЛЭП	15	27	2 Вн Тэц - КЛ	1.92	13.6	1	-130					-95	-4	475
ЛЭП	27	20	КЛ - ВН Тр на Сырьевой	1.92	13.6	1	-130					-94	3	475
ЛЭП	13	28	2СН Пс запсиб 1 - 1 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	13	29	2СН Пс запсиб 1 - 2 к ГПП 1	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	3	30	1СН ПС запсиб - 1 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	3	31	1СН ПС запсиб - 2 к ГПП 2	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	14	32	1Вн Тэц - к Бегищеву	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14
ЛЭП	15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	1.92	13.6	1	-130					-3	0	14

_Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	контр.І	N_I(t)	Ідоп_25	Ідоп_расч	I/I_dop
3	19	1СН ПС записиб - отпайка	530	530	ВН	1	1	850	850	62.4
19	14	отпайка - 1Вн Тэц	163	157	ВН	1	1	850	850	19.1
3	14	1СН ПС записиб - 1Вн Тэц	663	662	ВН	1	1	850	850	78
13	15	2СН Пс записиб 1 - 2 Вн Тэц	678	678	ВН	1	1	850	850	79.8
13	15	2СН Пс записиб 1 - 2 Вн Тэц	678	678	ВН	1	1	850	850	79.8
19	20	отпайка - Вн Тр на Сырьевой	419	421	ВН	1	1	850	850	49.5
15	27	2 Вн Тэц - КЛ	475	475	ВН	1	1	850	850	55.9
27	20	КЛ - Вн Тр на Сырьевой	475	474	ВН	1	1	850	850	55.9
13	28	2СН Пс записиб 1 - 1 к ГПП 1	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
13	29	2СН Пс записиб 1 - 2 к ГПП 1	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
3	30	1СН ПС записиб - 1 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
3	31	1СН ПС записиб - 2 к ГПП 2	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7

14	32	1Вн Тэц - к Бегищево	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7
15	33	2 Вн Тэц - к ТОбольской	13	14	ВН	1	1	850	850	1.7

Таблица_Потери районы

Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
500		219		57.69	58	162
110			365	15.34	380	-380
35			300		300	-300
10		530	11		11	519

Таблица_Потери активной мощности

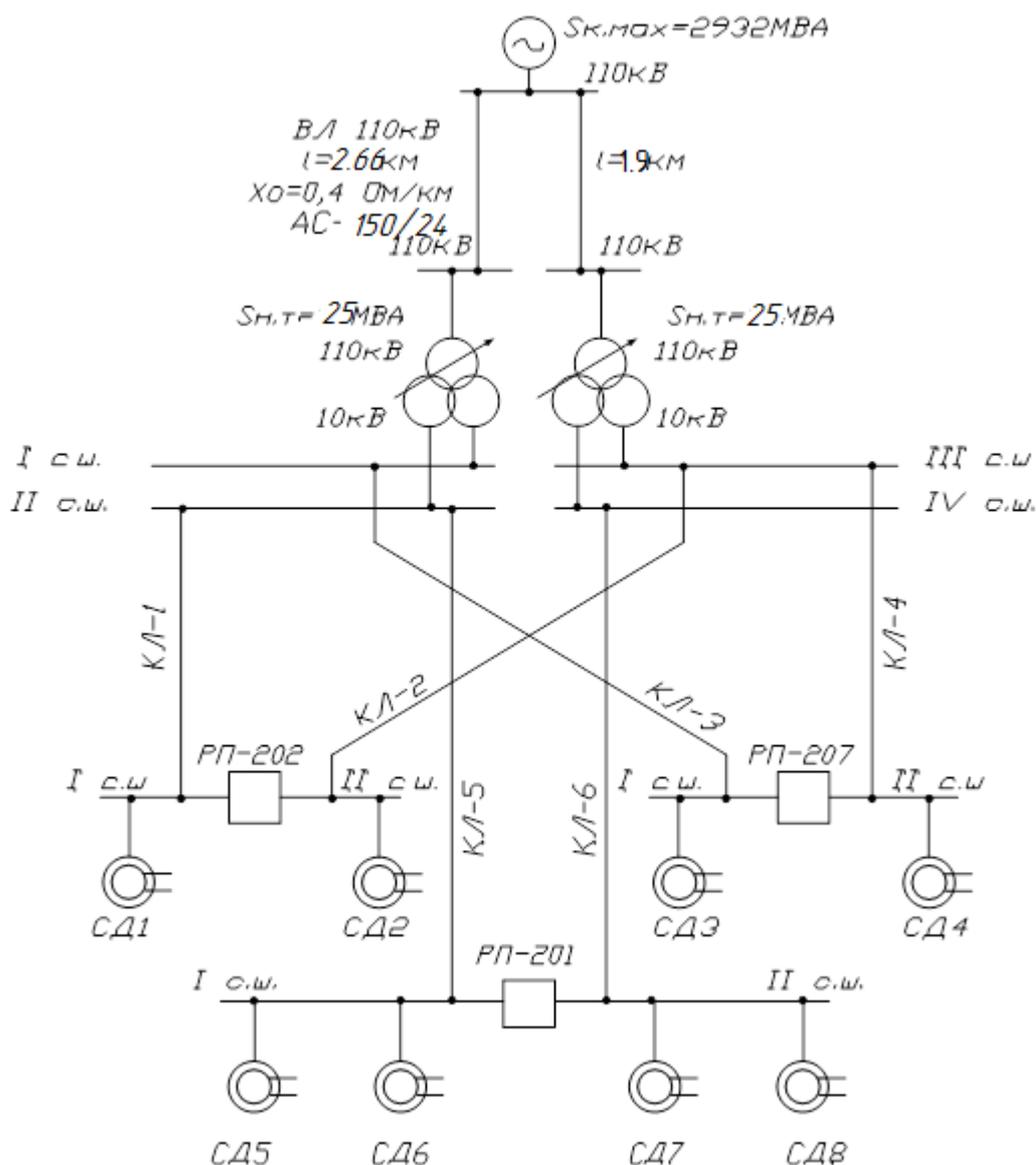
Нр-н	Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	500	57.69	1.05		1.05	56.63		56.63	
2	110	15.34	14.57	13.22	1.35	0.77	0.18	0.59	

Таблица_Потери реактивной мощности

№п-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр-р	
1	500	289.04	52.8		52.8	236.24		236.24	
2	110	126.46	146.64	93.63	53.01	-20.18	-23.83	3.65	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт токов короткого замыкания



Принимаем следующие базисные условия:

$$S_6 = S_{\text{тр.ном.}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$U_{61} = U_{\text{ср.ст.}} = 115 \text{ кВ},$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}},$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА},$$

$$U_{62} = U_{\text{ср.ст.}} = 10,5 \text{ кВ},$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

$$I_{62} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Сопротивления элементов схемы замещения согласно определяются по следующим выражениям.

Для питающей системы:

$$x_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{кз.мах}}}.$$

Для воздушной и кабельной линии:

$$x = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2},$$

где x_0 – удельное сопротивление ЛЭП;

l – длина ЛЭП.

Для трансформатора с расщеплённой обмоткой:

$$x = \frac{u_{\text{кз}} \%}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{н.т.}}}$$

б) второй и третьей ветвей схемы замещения:

$$x = \frac{u_{\text{кз}} \%}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{н.т.}}}$$

Трансформатор ТРДН 25000/110/10: $S_{\text{н.т.}}=25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; 110/10,5-10,5 кВ с расщеплённой обмоткой 10,5 кВ. $u_{\text{кз}} = 10,5\%$. Схема соединения обмоток $Y_{\text{н}}/\Delta-\Delta-11-11$.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ в установках напряжением выше 1 кВ имеет ряд особенностей по сравнению с расчётом токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ. Эти особенности заключаются в следующем: при определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения. Подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ. Технические данные электродвигателей приведены в таблице 1.

Таблица 1– Технические данные электродвигателей

Обозначение	$P_H, \text{кВт}$	$S_H, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кА}$	$I_H, \text{кА}$	$\cos\varphi$	к.п.д.	$I_{\text{пуск}}, \%$	x''_{*d}
МК-201	4675	4675	10	279	1	0.969	625	0.16
М-104	1600	1781	10	107.8	0.9	0.954	7.1	0.14
В-1ТС	1000	1146	10	69.4	0.87	0.954	7.7	0.13

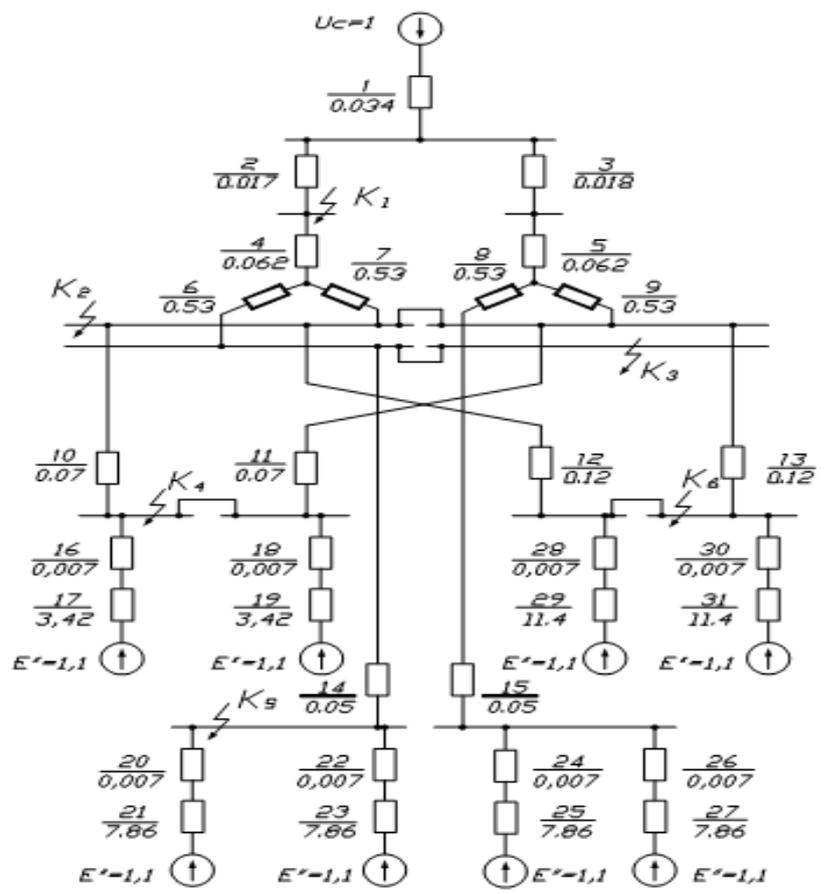
Для синхронных электродвигателей:

$$x = x''_{*g} \cdot \frac{S_6}{S_{н.д.}}$$

Произведём расчёт токов КЗ в точках К2 и К1.

Сопротивления, приведённые $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания



1) Питающей системы при максимальном режиме работы:

$$x_1 = \frac{100}{2932} = 0,034.$$

2) ВЛ-110 кВ:

$$x_2 = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,017,$$

$$x_3 = 0,4 \cdot 1,9 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,018.$$

3) Трансформаторы мощностью 25 МВ·А с расщеплённой обмоткой:

а) первой ветви схемы замещения:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

$$x_4 = x_5 = \frac{15}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) \cdot \frac{100}{25} = 0,088.$$

б) второй и третьей ветвей схемы замещения:

$$x_6 = x_7 = x_8 = x_9 = \frac{15}{100} \cdot \frac{3,25}{2} \cdot \frac{100}{25} = 0,76.$$

4) Кабельных линий 10 кВ:

$$x_{10} = x_{11} = 0,075 \cdot 1,01 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,07,$$

$$x_{14} = x_{15} = 0,077 \cdot 0,7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,05,$$

$$x_{12} = x_{13} = 0,079 \cdot 1,7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,12,$$

$$x_{16} = x_{18} = x_{20} = x_{22} = x_{24} = x_{26} = x_{28} = x_{30} = 0,08 \cdot 0,1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,007.$$

5) Синхронных электродвигателей:

а) МК-201А и МК-201В мощностью 4,675 МВ·А:

$$x_{17} = x_{19} = 0,16 \cdot \frac{100}{4,675} = 3,42.$$

б) М-104/1-3 мощностью 1,781 МВ·А:

$$x_{21} = x_{23} = x_{25} = x_{27} = 7,86.$$

в) В-1ТС/1,2 мощностью 1,146 МВ·А:

$$x_{29} = x_{31} = 11,4.$$

Расчёт индуктивных сопротивлений от питающей системы и от синхронных электродвигателей до точки КЗ К2:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

$$x_{120} = x_1 + x_2 = 0,034 + 0,017 = 0,051,$$

$$x_{124} = x_{120} + x_4 = 0,051 + 0,062 = 0,113,$$

$$x_{37} = (x_{16} + x_{17}) \cdot \frac{(x_{18} + x_{19})}{(x_{16} + x_{17} + x_{18} + x_{19})} = (0,007 + 3,42) \cdot \frac{(0,007 + 3,42)}{(0,007 + 3,42 + 0,007 + 3,42)} = 1,71$$

$$x_{39} = (x_{28} + x_{29}) \cdot \frac{(x_{30} + x_{31})}{(x_{28} + x_{29} + x_{30} + x_{31})} = (0,007 + 11,4) \cdot \frac{(0,007 + 11,4)}{(0,007 + 11,4 + 0,007 + 11,4)} = 5,7$$

$$x_{39} = \frac{(x_{20} + x_{21})}{4} = \frac{(0,007 + 7,86)}{4} = 1,97$$

$$x_{50} = \frac{(x_{37} + x_{10} \cdot x_{11})}{x_{10} + x_{11}} = 1,745$$

$$x_{60} = \frac{(x_{39} + x_{12} \cdot x_{13})}{x_{12} + x_{13}} = 5,76$$

$$x_{70} = \frac{(x_{32} + x_{14} \cdot x_{15})}{x_{14} + x_{15}} = 2,0$$

$$x_{77} = x_{70} + x_7 = 2,0 + 0,53 = 2,53$$

$$x_{147} = \frac{(x_{124} \cdot x_{77})}{x_{124} + x_{77}} = \frac{(0,133 \cdot 2,53)}{0,133 + 2,53} = 0,108$$

$$x_{647} = x_6 + x_{147} = 0,53 + 0,108 = 0,638,$$

$$x_{110} = \frac{(x_{50} \cdot x_{60})}{x_{50} + x_{60}} = \frac{(1,745 \cdot 5,76)}{1,745 + 5,76} = 1,34$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{647} \cdot x_{110}}{x_{647} + x_{110}} = 0,432$$

Токи КЗ от каждого источника вычисляем с помощью коэффициентов распределения. Коэффициенты распределения показывают, какая часть тока КЗ, принятого за единицу, создаётся каждым источником подпитки КЗ.

ПРОДОЛЖЕНИЕ Приложение Г

Расчёт токов короткого замыкания

$$c_{\Sigma}=1, \quad c_{110}=x_{\Sigma}/x_{110}=0,432/1,34=0,32,$$

$$c_{647}=x_{\Sigma}/x_{647}=0,432/0,638=0,68,$$

$$c_{50}=x_{110}/x_{50} \cdot c_{110}=1,34/1,745 \cdot 0,32=0,25,$$

$$c_{60}=x_{110}/x_{60} \cdot c_{110}=1,34/5,76 \cdot 0,32=0,07,$$

$$c_1=(x_{147}/x_{124}) \cdot c_{647}=(0,108/0,113) \cdot 0,68=0,65,$$

$$c_{70}=(x_{147}/x_{77}) \cdot c_{647}=(0,108/2,53) \cdot 0,74=0,03,$$

$$x_{IK}=x_{\Sigma}/c_1=0,665, \quad I''_I=(U_c/x_{IK}) \cdot I_{62}=(1/0,665) \cdot 5,5=8,27,$$

$$x_{IIK}=x_{\Sigma}/c_{70}=14,4, \quad I''_{II}=(E''_{II}/x_{IIK}) \cdot I_{62}=(1,1/14,4) \cdot 5,5=3,5,$$

$$x_{IIIK}=x_{\Sigma}/c_{50}=1,728, \quad I''_{III}=(E''_{III}/x_{IIIK}) \cdot I_{62}=(1,1/1,728) \cdot 5,5=0,98,$$

$$x_{IIVK}=x_{\Sigma}/c_{60}=6,17, \quad I''_{IV}=(E''_{IV}/x_{IIVK}) \cdot I_{62}=(1,1/6,17) \cdot 5,5=0,42.$$

Найдём результирующий начальный и ударный токи КЗ на шинах, как сумму токов КЗ от системы и от подпитки с СД:

$$I''_K = \Sigma I''_{ki},$$

$$I''_K = 8,27+3,5+0,98+0,42=13,17 \text{ кА},$$

$$S'' = \sqrt{3} \cdot U_{H.c.p.} \cdot I''_{KN},$$

$$S'' = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 13,17 = 239,52 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям электродинамической стойкости необходимо знать возможное максимальное значение тока КЗ, которое называют ударным током и определяют по формуле:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_{уд},$$

Принимая $k_{уд}$ по [3] для точки КЗ на шине РУ-10кВ равным 1,92 найдём ударный ток:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I'',$$

$$i_y = 1,92 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,17 = 21,61 \text{ кА.}$$

Также рассмотрим точку КЗ на стороне 110 кВ, то есть на вводе трансформатора.

Подсчёт индуктивных сопротивлений от питающей системы и от синхронных электродвигателей до точки КЗ К1:

$$x_{500} = x_1 + x_2 = 0,034 + 0,017 = 0,051,$$

$$x_{200} = x_4 + (x_6 + x_{50} \| x_{60}) \| (x_7 + x_{70}) = 0,062 + (0,53 + 1 / (1 / 1,745 + 1 / 5,76)) \| (0,53 + 2,0) = 1,142;$$

$$x_{77} = (x_7 + x_{70}) = 2,53,$$

$$x_{300} = (x_6 + x_{50} \| x_{60}) \| (x_{77}) = 1,08,$$

$$x_{400} = (x_6 + x_{50} \| x_{60}) = 2,1,$$

$$x_{\Sigma 2} = x_{200} \| x_{500} = 1 / (1 / 1,142 + 1 / 0,051) = 0,0488,$$

$$c_{\Sigma 2} = 1, \quad c_1 = c_{500} = x_{\Sigma 2} / x_{500} = 0,0488 / 0,051 = 0,96.$$

$$c_{200} = x_{\Sigma 2} / x_{200} = 0,0488 / 1,142 = 0,04,$$

$$c_{110} = (x_{300} / x_{400}) \cdot c_{200} = 0,023,$$

$$c_{60} = (x_{110} / x_{60}) \cdot c_{110} = 0,005, \quad c_{50} = (x_{110} / x_{50}) \cdot c_{110} = 0,018,$$

$$c_{70} = (x_{300} / x_{77}) \cdot c_{200} = 0,017,$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания

$$c_{70}+c_{60}+c_{50}+c_1=0,017+0,006+0,017+0,96=1,$$

$$x_{IK}=x_{\Sigma 2}/c_{500}=0,051, \quad I''_{I}=(U_c/x_{IK}) \cdot I_{61}=(1/0,051) \cdot 0,5=9,8;$$

$$x_{IIK}=x_{\Sigma 2}/c_{70}=2,71, \quad I''_{II}=(E''_{II}/x_{IIK}) \cdot I_{61}=(1,1/2,71) \cdot 0,5=0,2,$$

$$x_{IIIK}=x_{\Sigma 2}/c_{50}=9,76, \quad I''_{III}=(E''_{III}/x_{IIIK}) \cdot I_{61}=(1,1/9,76) \cdot 0,5=0,06,$$

$$x_{IIVK}=x_{\Sigma 2}/c_{60}=2,87, \quad I''_{IV}=(E''_{IV}/x_{IIVK}) \cdot I_{61}=(1,1/2,87) \cdot 0,5=0,19.$$

Найдём результирующий начальный и ударный токи КЗ на вводах трансформатора, как сумму токов КЗ от системы и от подпитки с СД:

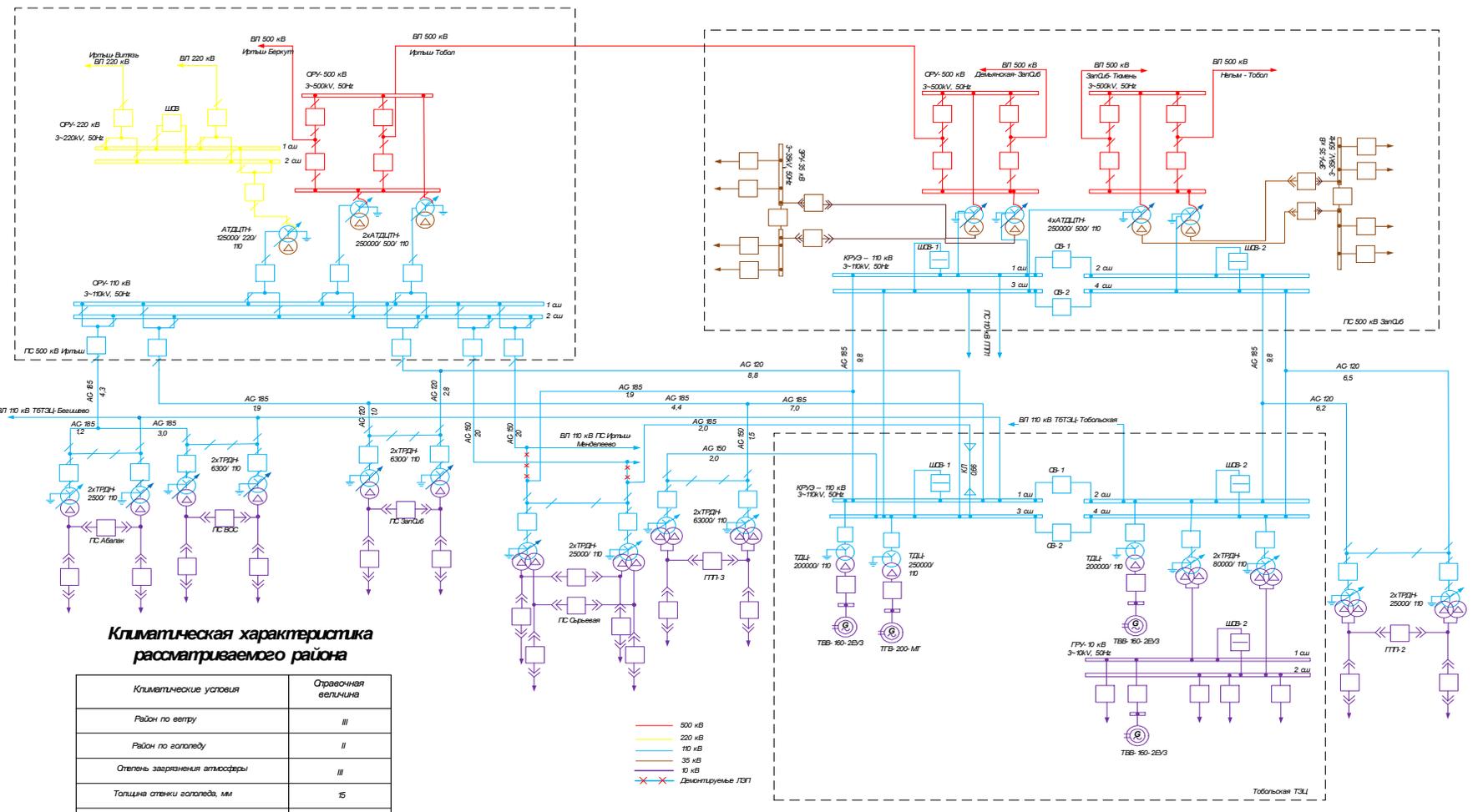
$$I''_k = 9,8+0,2+0,06+0,19 = 10,25 \text{ кА.}$$

Принимая $k_{уд}$ по [3] для данной точки КЗ равным 1,8 найдём ударный ток:

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,25=26,1 \text{ кА.}$$

Таблица 1– Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6
I''_k	10,25	13,17	11,65	11,7	12,04	11,43
$k_{уд}$	1,8	1,92	1,92	1,6	1,6	1,6
$i_y, \text{ кА}$	26,09	35,76	31,63	26,47	27,24	25,86



Климатическая характеристика рассматриваемого района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Район по гололеду	II
Отдельная температура замерзания атмосферы	III
Толщина снежки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха окружающей среды	-45
Высшая температура воздуха окружающей среды	39
Число грозных часов в год, ч/г	80-100
Среднегодная скорость ветра, м/с	3,5

- 500 кВ
- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 10 кВ
- Датчик температуры ПТ

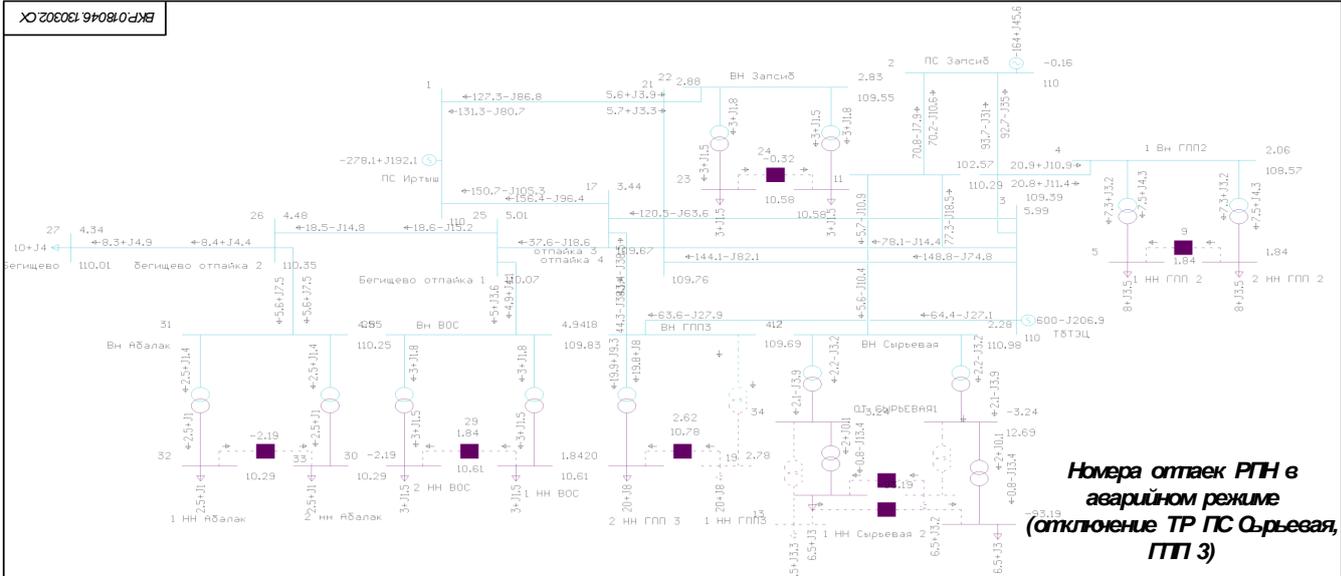
БКР.01В046.130302.01				Лист 1	
№ документа	Дата	Исполнитель	Проверенный	Масштаб	Масштаб
Исполнитель					
Проверенный					
Т. Исполн.					
Т. Провер.					
И. Исполн.					
И. Провер.					

Географическое расположение подстанции

Лист 1 из 2

Инв. № 442402

Кадровый энергетик

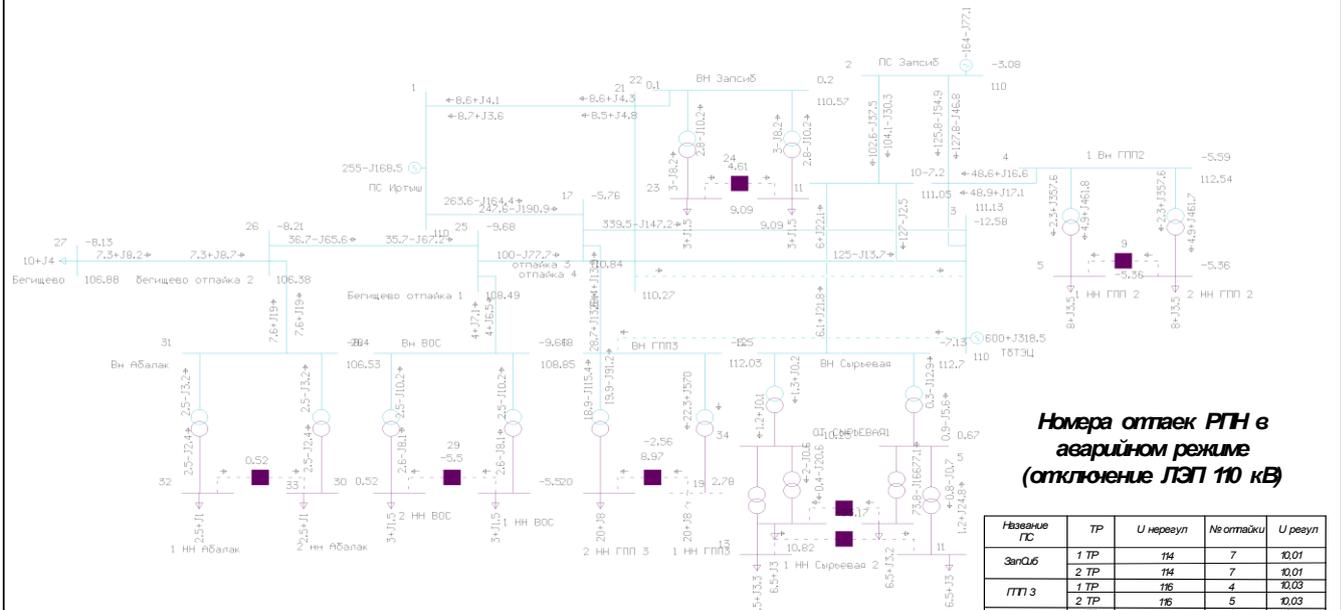


Номера отаек РПН в аварийном режиме (отключение ТР ПС Сырская, ГПП 3)

Активные и реактивные потери в сети 110 кВ

Сеть	dP	dP _{тэл}	dP _{тр}	dQ	dQ _{тэл}	dQ _{тр}
110 кВ	28,6	28	0,6	65,83	63,7	2,66

Название ПС	ТР	U нереул	№ отаек	U реул
Запсиб	1 ТР	118	8	10,01
	2 ТР	118	8	10,01
ГПП 3	1 ТР	117	5	10,03
	2 ТР	117	5	10,03
Сырская	1 ТР	114,4	6	10,31
	2 ТР	114,4	6	10,31
ГПП 2	1 ТР	115	5	10,31
	2 ТР	115	5	10,31
ВОС	1 ТР	118	8	10,01
	2 ТР	118	8	10,01
Абылак	1 ТР	114,4	5	10,31
	2 ТР	114,4	5	10,31



Номера отаек РПН в аварийном режиме (отключение ЛЭП 110 кВ)

Активные и реактивные потери в сети 110 кВ

Сеть	dP	dP _{тэл}	dP _{тр}	dQ	dQ _{тэл}	dQ _{тр}
110 кВ	35,79	35,59	0,2	98,15	94,52	3,64

Название ПС	ТР	U нереул	№ отаек	U реул
Запсиб	1 ТР	114	7	10,01
	2 ТР	114	7	10,01
ГПП 3	1 ТР	118	4	10,03
	2 ТР	118	4	10,03
Сырская	1 ТР	113,4	6	10,11
	2 ТР	113,4	6	10,11
ГПП 2	1 ТР	114	4	10,21
	2 ТР	114	4	10,21
ВОС	1 ТР	112	7	10,05
	2 ТР	113	7	10,05
Абылак	1 ТР	114,4	3	10,02
	2 ТР	114,4	3	10,02

ЖР 018046.130302.05

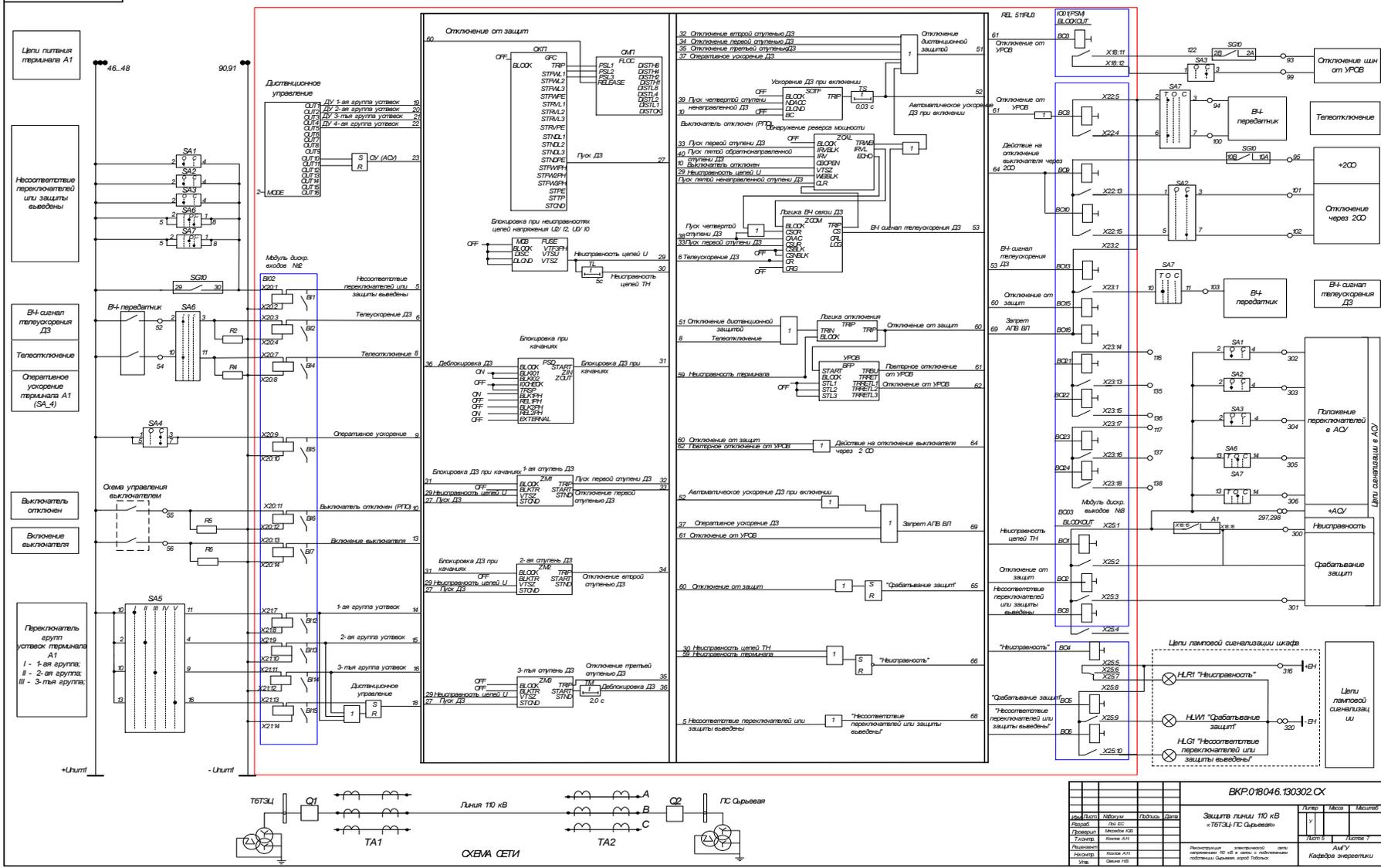
Исполн	Литер	Масштаб	Масштаб
Разраб	Литер	Масштаб	Масштаб
Провер	Литер	Масштаб	Масштаб
Инж	Литер	Масштаб	Масштаб

Аварийный режим сети 110 кВ

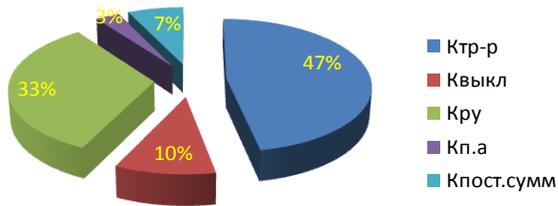
Лист 3 из 7

АМУ 442062

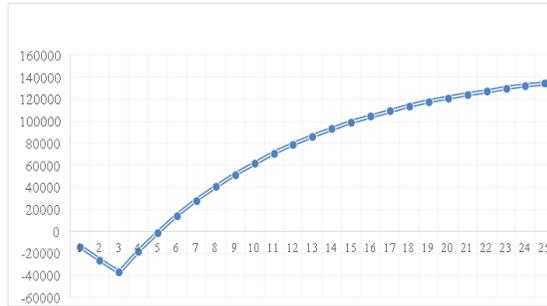
Кадровая энергетика



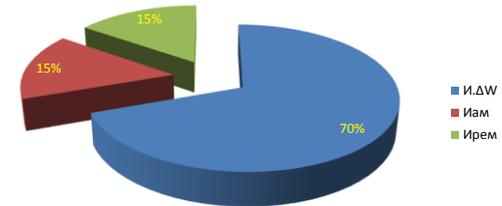
СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ



ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ С УЧЕТОМ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ



СТРУКТУРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИЗДЕРЖЕК



ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение за год																					
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	2	3		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Амортизация основных средств	Иам	тыс. руб.	-	128671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	177671	
2	Затраты на содержание оборудования	Ирем	тыс. руб.	-	95392,07	105531,7	175411,4	175880,77	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020	176020
2.1	- затраты на ремонт и эксплуатацию	Ирем	тыс. руб.	-	95200	105200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200	175200
2.2	- затраты на топливно-энергетических ресурсов на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды)	И.Д.В	тыс. руб.	-	192,07	33170	54114	680,77	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40	820,40
3	ФЗТ + ЕОД	Ивп/Ивон	тыс. руб.	-	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460	28460
4	Прочие расходы	Ипр	тыс. руб.	-	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035	252035
5	Всего годовых затрат		тыс. руб.	-	1010000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000	1101000
6	Электронергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	И	кВтч	-	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8	204337,8
7	Объемность потерь 1 кВтч электроэнергия	С	руб./кВтч	-	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
8	Объемность одноко 1 кВтч электроэнергия, относящаяся на содержание сети	С	руб./кВтч	-	14,395	5,759	2,880	2,160	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728	1,728
9	Объемность передачи 1 кВтч электроэнергия	С	руб./кВтч	-	14,401	5,763	2,883	2,163	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731	1,731
10	Выручка от реализации	Ор	тыс. руб.	-	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035	28805035
11	Налогооблагаемая прибыль	ГБ	тыс. руб.	0,00	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000	28670000
12	Налог на прибыль	Н	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Прибыль после вычета налога	Пн	тыс. руб.	0,00	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000	43550000
14	Инвестиции в основную капитал	К	тыс. руб.	3575138																					Сумма
	Динамика роста основного капитала				-421200	-16700	3302000	246100	524294	759905	957735	1122087	1296836	1365464	1451104	1516900	1564363	1596700	1615775	1623200	1623500	1626570	1405646	1623000	
15	ЧДД			-3575138	-778700	-795500	-465244	-219122	305171	1065077	2022813	3144900	4401735	5767200	72128303	8734867	10299230	11895990	13511770	13739165	12490150	11354681	10322438	9384034	2684287

ВКР018046.130302.04			
Имя (пол)	Инициалы	Подпись	Дата
Иванов	И.И.		
Подпись	Место	Дата	
Т. Иванов	Москва	10.10.2020	
Подпись	Место	Дата	
И. Иванов	Москва	10.10.2020	
Инициалы	Место	Дата	
И.И.	Москва	10.10.2020	