

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие Хабаровских электрических сетей напряжением 110 кВ в
связи со строительством воздушной линии Хехцир-Остров

Исполнитель

студент группы 442ом

(подпись, дата)

В. С. Ярый

Руководитель

профессор, доктор

технических наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель магистер-

ской программы

профессор, доктор

технических наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

(подпись, дата)

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 с., 30 рисунков, 28 таблиц, 107 формул, 7 приложений

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТОКИ УТЕЧКИ, КОРОНА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной магистерской диссертации разработаны варианты реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ Хабаровского края в связи подключением новой подстанции «Остров», и выбран оптимальный вариант. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования, выбрана релейная защита трансформатора ТРДН – 63000/110/10. Рассчитаны молниезащита и заземление подстанции «Остров». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты подстанции, от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен расчет режимов. Произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ЭМП – электромагнитные поля

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ЧДД – чистый дисконтированный доход

КС - контактные соединения

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатическая характеристика района расположения объекта исследования	9
2 Анализ существующей схемы электроснабжения	9
3 Разработка и анализ вариантов развития сети	10
3.1 Технический анализ выбранных вариантов сети	11
3.2 Экономический анализ выбранных вариантов сети	11
4 Выбор трансформаторов на подстанции «Остров»	15
5 Выбор проводов линии электропередач	16
6 Расчет токов короткого замыкания	18
7 Выбор оборудования РУ на подстанции «Остров»	23
7.1 Выбор выключателей	24
7.2 Выбор разъединителей	27
7.3 Выбор трансформаторов тока	27
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	30
7.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)	32
7.6 Выбор ошиновки	34
7.7 Выбор изоляторов	42
7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	43
8 Расчет и исследование параметров надежности электроснабжения на подстанции «Остров»	46
9 Вопросы релейной защиты и автоматики	50
9.1 Назначение релейной защиты	50
9.2 Релейная защита трансформатора	51
9.3 Продольная дифференциальная токовая защита	52
9.4 Максимальная токовая защита	56
9.5 Защита от перегрузки	57

9.6 Газовая защита трансформатора	58
10 Заземление и молниезащита подстанции «Остров»	60
10.1 Расчет стационарного и импульсного сопротивлений	60
10.2 Расчет молниезащиты	62
11 Расчет и анализ режимов	64
12 Специальная часть. Новые компоновочные решения подстанций	68
12.1 Т-образная компоновка подстанции 110 кВ	69
12.2. Блочно-модульная конструкция (БМК) ПС 35-220 кВ	72
12.3 Компоновочные решения ОРУ подстанции, на базе компактного модуля	78
12.4. Компоновочные решения подстанции, на базе газонаполненных модулей	83
12.5 Компоновочные решения для ПС 35/6(10) кВ, с применением ЗРУ ВН блочной конструкции	89
13 Анализ необходимых капитальных вложений	94
13.1 Перечень оборудования	94
13.2 Бизнес план проекта	95
13.3 Капитальные вложения	96
13.4 Расчет амортизационных отчислений	99
13.5 Расчет эксплуатационных издержек	100
13.6 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала	101
13.6.1 Организационная структура предприятия	101
13.6.2 Расчет численности производственного персонала участка сетевого района	102
13.6.3 Штатная численность персонала	106
13.6.4 Расчет заработной платы	106
13.7 Расчет страховых взносов	107
13.8 Расчет прочих затрат	107

13.9	Определение себестоимости (потери, передачи, обслуживания электрической сети)	108
13.10	Расчет экономической эффективности инвестиций проекта	109
13.10.1	Методы определения экономической эффективности инвестиций	111
13.11	Расчет финансовой состоятельности проекта	112
13.12	Заключение по проведенным расчетам	114
	Заключение	116
	Библиографический список	117
	Приложение А. Выбор варианта	121
	Приложение Б. Расчет токов КЗ	124
	Приложение В. Выбор оборудования	129
	Приложение Г. Расчет заземления и молниезащиты	131
	Приложение Д. Расчет максимального режима	136
	Приложение Е. Расчет минимального режима	138
	Приложение Ж. Расчет послеаварийного режима	140

ВВЕДЕНИЕ

Хабаровский край и, особенно, его центральная часть, является перспективным расстраиваемым районом, что ведет к увеличению потребления электрической энергии и, как следствие, возникает необходимость в реконструкции электрических сетей и их расширении.

На основании этого выбрана тема магистерской диссертации «Развитие Хабаровских электрических сетей напряжением 110 кВ в связи со строительством воздушной линии Хехцир-Остров».

Данная тема является актуальной, так как рассматривалось несколько возможных направлений развития Большого Уссурийского острова. В настоящее время разработана концепция проекта развития острова «Комплексное развитие острова Большой Уссурийский», целью которой является создание на острове туристско-рекреационного комплекса международного значения, сочетающего экономическую эффективность с принципами устойчивого использования острова в интересах России и Китая. Для реализации концепции необходимо создание дорогостоящих инфраструктурных объектов, а также комплекса инженерных сетей.

Объектом исследования магистерской диссертации является возможность строительства объектов для электроэнергетического обеспечения проекта развития острова Большой Уссурийский.

Основной задачей, стоящей перед магистрантом, является выбор наиболее целесообразного варианта развития электроэнергетической сети острова Большой Уссурийский. Для этого в работе исследованы вопросы технического вооружения проектируемых объектов, а также экономической обоснованности и экологической безопасности их строительства.

Результатом проведённой работы является проект строительства подстанции «Остров», и вариант её присоединения к существующей сети.

1 Климатическая характеристика района расположения объекта исследования

В административном отношении площадка проектируемой подстанции 110 кВ «Остров» находится на о. Большой Уссурийский юго-западнее от города Хабаровска.

Местность ровная с небольшим уклоном на северо-восток.

Абсолютные отметки поверхности колеблются в пределах 63-71 м.

Общая характеристика ПС 110 кВ «Остров» представлена в таблице 1.

Таблица 1 Общая характеристика ПС 110 кВ «Остров»

№ п/п	Наименование исходных данных	Значение
1.	Расчётная температура воздуха (наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92), °С	минус 31
2.	Расчётная температура воздуха (наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98), °С	минус 34
3.	Нормативное значение веса снегового покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности, кПа (кгс/м ²)	1,2 (120)
4	Скорость ветра возможную 1 раз в 25 лет с 10-ти минутным интервалом осреднения	36 м/с
5.	Среднегодовая скорость ветра	5,1 м/с
6.	Толщина стенки гололёда повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см ³ , мм	20 (III)
7.	Зона влажности (согласно СНиП 23-01-99)	2 (норм)
8.	Глубина сезонного промерзания грунта, м	2,68
9.	Климатический район согласно ГОСТ 16350-80	П4
10.	Максимальное ветровое давление повторяемостью 1 раз в 25 лет на высоте 10 метров	650 (III)
11.	Среднегодовая продолжительность гроз в часах	От 20 до 40 в год

2 Анализ существующей схемы электроснабжения

В существующей электрической сети питание осуществляется с шин ПС «Хехцир», которая производит выдачу мощности с шин 220 и 110 кВ получая мощность по ВЛ-220 кВ от ПС «Хехцир 2». Распределительные устройства выполнены по схеме две рабочие системы шин с обходной с шинно-соединительным и обходным выключателями.

3 Разработка вариантов подключения подстанции «Остров»

Экономичность построения и эксплуатации сети достигается при выполнении следующих основных принципов:

- Передача электроэнергии должны осуществляться по кратчайшему пути при обоснованно простой конфигурации сети;
- Схемы электрических соединений подстанций должны быть также обоснованно простыми и предусматривающими применение современного экономичного электрооборудования;
- Номинальное напряжение сети должно находиться в технико-экономической соразмерности с конфигурацией сети, расстояниями передачи электроэнергии, с передаваемыми по линиям мощностями и др.
- Выбор конфигурации сети должен предусматривать возможность развития в случае повышения нагрузок потребителя.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод сравнения, в соответствии с которым для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Схема внешнего электроснабжения Большого Уссурийского острова может быть осуществлена по следующим вариантам присоединения к существующей сети:

✓ на напряжении 500 кВ с сооружением ПС 500 кВ «Остров» и присоединением её к проходящей по острову ВЛ-500 кВ «Хабаровская – Хехцир 2» по схеме «заход-выход»;

✓ на напряжении 220 кВ с сооружением ПС 220 кВ «Остров» и присоединением её к РУ 220 кВ ПС «Хехцир» путём строительства двухцепной ВЛ-220 кВ;

✓ на напряжении 110 кВ с сооружением ПС 110 кВ «Остров» и присоединением её к РУ 110 кВ ПС «Хехцир» путём строительства двухцепной ВЛ-110 кВ.

3.1 Технический анализ выбранных вариантов сети.

Таблица 2 – Технический анализ вариантов схем сети сводим в таблицу

№ варианта	1	2	3
Сооружение двухцепной ВЛ	0,2 км на напряжении и 500 кВ	32 км на напряжении 220 кВ	32 км на напряжении 110 кВ
Строительство объектов	ПС 500 кВ «заход-выход»	ПС 220 кВ «сдвоенный блок трансформатор-линия»	ПС 110 кВ «сдвоенный блок трансформатор-линия»
Строительство дополнительных ячеек	-	ПС «Хехцир» 2-я ячейки 220 кВ	ПС «Хехцир» 2-ячейки 110 кВ

В результате по данным таблицы 2, по сооружаемым объектам для дальнейшего технико-экономического сравнения выбираем 2 и 3 варианты конфигураций сети.

3.2 Экономический анализ выбранных вариантов

В данном пункте проведем экономический анализ данных вариантов с целью выбора наиболее оптимального.

Для создания новых, а также расширения и реконструкции основных фондов необходимо затрачивать материальные, денежные и трудовые ресурсы. Совокупность этих затрат характеризуется как капитальные вложения, представляющие собой сумму двух составляющих: стоимости капитального строительства и капитального приобретения, то есть оборудования.

Капиталовложения в электрическую сеть для каждого варианта схемы определяются по следующей формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/СТ}} \quad (1)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{п/ст}$ – капиталовложения в подстанции.

Капиталовложения в строительство подстанций определяются по следующей формуле:

$$K_{п/ст} = K_{ору} + K_{пост} + K_{тр} \quad (2)$$

где $K_{п/ст}$ - капиталовложение на сооружение подстанций, тыс. руб.;

$K_{ору}$ - укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (с учетом выключателей), тыс. руб.;

$K_{тр}$ - укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.;

$K_{пост}$ - постоянные затраты на строительство подстанций, тыс. руб.

Важными технико-экономическими показателями являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года.

Издержки для каждого варианта определяются по формуле:

$$И = И_{этр} + C \cdot \Delta W \quad (3)$$

где $И_{этр}$ – ежегодные отчисления на эксплуатацию, текущий ремонт и обслуживание, млн. руб.;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, млн. руб.

Издержки $И_{атэ}$ определяются по формуле:

$$И_{этр} = И_{вл} + И_{п/ст} = \alpha_{трвл} K_{вл} + \alpha_{трп/ст} K_{п/ст} \quad (4)$$

где $\alpha_{трвл}$ - ежегодные нормы отчислений на текущий ремонт и обслуживание ВЛ в о.е.;

$\alpha_{трп/ст}$ - ежегодные нормы отчислений на текущий ремонт и обслуживание подстанций в о.е.

Стоимость потерь электроэнергии определим по формуле:

$$C_{\Delta W} = C_o \cdot \Delta W \quad (5)$$

где C_o – удельная стоимость потерь электроэнергии, принимаем равную 45,38 руб/МВт·час;

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Потери электроэнергии в сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{тр} \quad (6)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$, $\Delta W_{тр}$ - потери электроэнергии в ВЛ и трансформаторах соответственно.

Потери электроэнергии в ВЛ и трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{ЭФ}^2 + Q_{ЭФ.НЕСК}^2}{(U_{НОМ})^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T, \quad (7)$$

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{P_{ЭФ}^2 + Q_{ЭФ.НЕСК}^2}{(S_{НОМ})^2} \cdot T + \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г}, \quad (8)$$

где T – количество дней в году, принимаются равные 8760 часов;

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{КЗ}$ - потери при коротком замыкании в трансформаторе;

$\Delta P_{ХХ}$ - потери холостого хода в трансформаторе;

$P_{ЭФ}$ - эффективная мощность подстанции;

$Q_{ЭФ.НЕСК}$ - эффективная некомпенсированная мощность подстанции.

Результаты представлены в Приложении А и сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – экономические показатели, для сравнения вариантов 2 и 3

Показатели \ № варианта	3	2
1	2	3
Капитальные вложения		
К _{ПС} , тыс. руб.	382 155	561 918
К _{ВЛ} , тыс. руб.	251 587	307 651

Продолжение таблицы 3

1	2	3
K_{Σ} , тыс. руб.	633 742	869 569
Потери		
$\Delta W_{\text{ТР}}$, МВт ч	2 577	3 166
$\Delta W_{\text{ВЛ}}$, МВт ч	16 078	4 019
$\Delta W_{\text{кор}}$, МВт ч	6	53
ΔW_{Σ} , МВт ч	18 661	7 238
Издержки		
$I_{\text{АМ}}$, тыс. руб.	31 687	43 478
$I_{\text{РЭО}}$, тыс. руб.	24 560	35 614
$C \cdot \Delta W_{\Sigma}$, тыс. руб.	847	328
I_{Σ} , тыс. руб.	57 094	79 421

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведённых затрат, руб/год, вычисляемых по следующей формуле:

$$Z = E_n \cdot K + I \quad (9)$$

где K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети, причём предполагается, что строительство её продолжается не более одного года;

I – ежегодные эксплуатационные расходы, руб/год, предполагаемые; неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации;

E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности

капитальных вложений, равный $0,1 \text{ год}^{-1}$.

$$Z_3 = 0,1 \cdot 633742 + 57094 = 120468 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 869569 + 79421 = 166378 \text{ тыс. руб.}$$

По результатам расчета видно, что необходимо принять второй вариант реконструкции сети.

4 Выбор трансформаторов на подстанции «Остров»

При выборе трансформаторов используются нагрузки спрогнозированные на 5 лет.

Согласно ПУЭ по категоричности электроприемников, к установке на ПС «Остров» принимаем два двухобмоточных трансформатора напряжением 110/10 кВ.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора вычисляется по формуле:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{опт}}, \quad (10)$$

где S_{PT} – расчётная мощность трансформатора;

P_{cp} – активная средняя годовая мощность;

$Q_{неск}$ – значение максимальной некомпенсированной реактивной мощности;

n_T – число трансформаторов,

$K_3^{опт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_T \geq \frac{\sqrt{70^2 + 25,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 53,3 \text{ МВА}$$

По справочным данным выбираем трансформатор, удовлетворяющий условию:

$$S_{T.НОМ} \geq S_{T.РАСЧ}$$

Выбираем трансформатор ТРДН 63000/110 с техническими характеристиками:

$$S_{НОМ} = 63 \text{ МВА};$$

$$U_B = 115 \text{ кВ};$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{XX} = 59 \text{ кВт};$$

$$I_{XX} = 0,6 \text{ \%};$$

$$\Delta P_k = 260 \text{ кВт}.$$

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и после аварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}} \quad (11)$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (12)$$

Таблица 4 – Коэффициенты загрузки

Виды режимов	Коэффициент загрузки, %
Нормальный режим	59,2
Аварийный режим	118,4

5 Выбор проводов линии электропередач

В данном разделе будет произведен выбор сечения и марки провода для двухцепной ВЛ 110 кВ связывающей ПС «Остров» с ПС «Хехцир».

Провода для линий электропередач 110 кВ выбираются по расчетному току, определенному по методу экономических токовых интервалов, который определяется по формуле:

$$I_{pij} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (13)$$

где α_i – коэффициент учитывающий изменения нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110 кВ принимается равным 1.05;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и коэффициент совмещения максимумов электрической сети K_{max} ;

I_{max} – максимальное значение тока текущего по линии, который находится по формуле:

$$I_{max,ij} = \frac{\sqrt{P_{max,ij}^2 + Q_{max,ij}^2}}{n_{ц} \cdot U_{номij} \cdot \sqrt{3}} \quad (14)$$

где $P_{max,г}$ – максимальный поток активной мощности текущей по линии в зимнем режиме;

$Q_{i \text{ max.г}}$ – максимальный поток реактивной мощности текущей по линии в зимнем режиме;

$U_{i \text{ и}}$ – номинальное напряжение, текущее по линии;

n_{ϕ} – число цепей на линии.

Далее по расчетному току, определяем сечения линий .

Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву длительно допустимым током в тяжелом послеаварийном режиме. Тяжелым послеаварийным режимом считается обрыв наиболее загруженных головных участков в замкнутых сетях и обрыв одной цепи в двухцепных линиях.

Определяем максимальное значение тока (кА):

$$I_{max} = \frac{\sqrt{70^2 + 25,8^2}}{110 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 0,2 \text{ кА}$$

Определяем расчетное значение тока на участке (кА):

$$I_p = 0,196 \cdot 1.05 \cdot 1 = 0,21 \text{ кА}$$

Данному расчетному току, соответствует сечение провода: АС – 240/32.

Максимально допустимый ток для данного сечения в аварийном режиме составляет 610 А, проверяем сечение при обрыве одной линии на головном участке. Ток в аварийном режиме составит (кА)

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{70^2 + 25,8^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,392 \text{ кА}$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость следовательно его оставляем.

6 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ I_{i0} , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения I_{it} , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения i_{at} в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ i_{oa} необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

На рисунке 1 представлена расчетная схема и рисунке 2 схема замещения прямой последовательности для расчета токов короткого замыкания.

В данной магистерской диссертации необходимо выбрать основное электрическое оборудование на ПС «Остров».

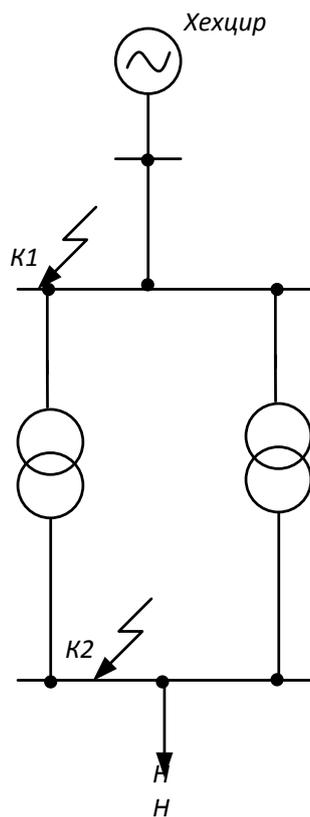


Рисунок 1 Расчетная схема для расчета токов короткого замыкания

В схеме замещения элементы сети представлены индуктивными сопротивлениями.

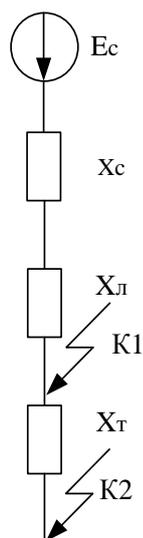


Рисунок 2 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

При расчете были приняты следующие расчетные условия:

1) ЭДС системы равна единице, сопротивление системы определяется через мощность КЗ на шинах 110 кВ ПС «Хехцир», соответственно ток трехфазного КЗ определяется по схеме токов КЗ для сети Хабаровского края.

2) Расчет ведется в относительных единицах приближенным методом

3) Принимаем базисные параметры:

4) Базисная мощность (МВА): $S_{б} = 100$;

5) Базисное напряжение на стороне 110 (кВ): $U_{б110} = 110$;

6) Базисное напряжение на стороне 10 (кВ): $U_{б10} = 10$;

Базисный ток на каждой стороне рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (15)$$

где $I_{б}$, $U_{б}$ – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

Определим значение базисного тока для каждой ступени (кА):

$$I_{б110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

$$X_{лэп} = \frac{x_{уд} \cdot l}{2} \cdot \frac{S_{б}}{115^2} \quad (16)$$

$$X_{тр} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} \quad (17)$$

$$X_{сис} = \frac{S_{б}}{S_{сис}} \quad (18)$$

где U_{cp} – среднее напряжение ступени (кВ);

S_{σ} – базисная мощность (МВА);

$S_{cис}$ – мощность системы (МВА), определяется из отключающей способности выключателя.

$$S_{cис} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 17,2 = 3277 \text{ МВА};$$

Определяем сопротивления ВЛ для данной схемы:

$$X_{вл01} = \frac{0,4 \cdot 32}{2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,048 \text{ о.е.};$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_{cис} = \frac{100}{3277} = 0,031 \text{ о.е.};$$

Определяем сопротивления двухобмоточных трансформаторов на подстанции, с учетом того что трансформаторы работают параллельно:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_m}, \quad (19)$$

где X_m – индуктивное сопротивление обмоток трансформатора;

$u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания в процентах;

S_m - номинальная мощность трансформатора.

$$X_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{100}{63} = 0,083 \text{ о.е.};$$

Дальнейший расчет представлен в приложении Б.

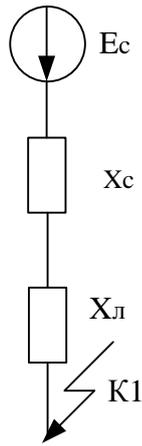


Рисунок 3 – Схема замещения для К1

$$X_{\Sigma} = X_{c1} + X_{l1} = 0,031 + 0,048 = 0,079 \text{ о.е.}; \quad (20)$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{\text{по}} = \frac{E}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\phi} \quad (21)$$

где E и X – ЭДС и сопротивление соответствующей ветви.

Определяем значение тока периодической составляющей в начальный момент времени для точки 1 (кА):

$$I_{\text{по1}} = \frac{1}{0,079} \cdot 0,5 = 6,3 \text{ кА.}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ определяются соответственно по выражениям:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \quad (22)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} K_{\text{уд}} \quad (23)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (24)$$

где T_a - постоянная времени, $T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma}$;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент, $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$, $k_{уд} = 1,67$.

Суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению путем сворачивания схемы до результирующего сопротивления.

Определяем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в расчетной 1-й точке (кА):

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 6,3 = 8,9 \text{ кА.}$$

Соответственно значение ударного тока для данной точки составит (кА):

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,67 = 14,9 \text{ кА.}$$

Значения остальных параметров необходимых для выбора основного оборудования в расчетных точках сведены в таблицу 5:

Таблица 5 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Результирующее сопротивление (о.е.), x_Σ	Периодическая составляющая тока (кА), $I_{по}$	Апериодическая составляющая тока (кА), I_a	Ударный ток (кА), $I_{уд}$
1	0,079	6,3	8,9	14,9
2	0,162	15,6	22,1	35,5

Подробный расчет представлен в приложении Б.

7 Выбор оборудования РУ на подстанции «Остров»

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов.

Проведем выбор основного электрического оборудования на подстанции «Остров».

7.1 Выбор выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 4, где Q_1 – выключатели на 110 кВ, защищающие трансформатор, Q_2 – выключатели 10 кВ, защищающие трансформатор и шины. Выключатели Q_2 встраиваются в КРУН.

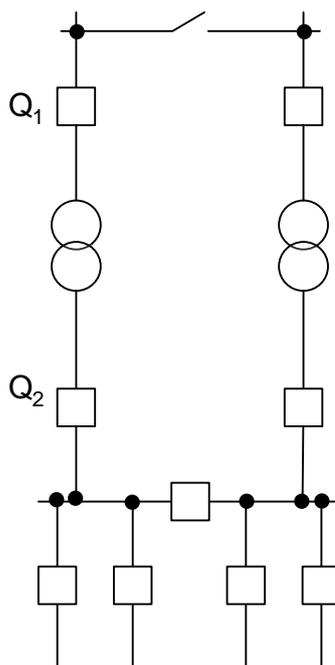


Рисунок 4 – Расположение выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны малообъемные или многообъемные, воздушные, вакуумные, элегазовые и электромагнитные.

В проекте принимаем элегазовые выключатели, так как они более современны, имеют большую отключающую способность и более надежны и просты в применении.

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыкания. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный ток отключения $I_{откл}$ (приведен в каталогах) и номинальное относительное значение аperiodической составляющей β_n .

Определяем максимальный ток, проходящий через каждый выключатель, в нормальном режиме работы $I_{ном1}, I_{ном2}, I_{ном3}, I_{ном4}$:

$$I_{max1} = \frac{\sqrt{P_{уст}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{70^2 + 25.8^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,392 \text{ кА}, \quad (25)$$

Приведем пример для выбора выключателей на 110 кВ, результаты остальных расчетов сведем в соответствующие таблицы.

Выбираем выключатель элегазовый типа ВГУ-110-40/3150-У1.

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя:

$$I_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}; \quad (26)$$

где $\beta_{ном}$ - номинальное содержание аperiodической составляющей, %.

Для проверки на термическую стойкость определяем тепловой импульс:

$$W_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a + T_{ов}) = 6,3^2 \cdot (3,5 + 0,025 + 0,055) = 142,1 \text{ кА}, \quad (27)$$

где 3,5 – время срабатывания защиты с учетом выдержки времени.

Определяем номинальный коэффициент термической стойкости:

$$W_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4,8 \cdot 10^3 \text{ кА}. \quad (28)$$

Результаты выбора выключателей сводим в таблицу 6, где указаны каталожные данные выбранного выключателя и сравниваются условия выбора.

Таблица 6 – Выбор выключателей 110 кВ (Q₁)

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{рmax} = 391,6 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{рmax}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} \geq I_{по}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$		$I_{ОТКЛ} \geq I_{по}$
$I_{пр.СКВ} = 40 \text{ кА}$		$I_{пр.СКВ} \geq I_{по}$
$i_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,9 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_{к.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 142,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.НОМ} \geq B_{к.}$
$i_{а.НОМ} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

Аналогично выбираем выключатели для класса напряжения 10 кВ, а результаты расчета сведем в таблицу 7. Расчет приведен в Приложении В.

Таблица 7 – Выбор выключателей 10 кВ (Q₂)

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 1816 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{рmax}$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} \geq I_{по}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{ОТКЛ} \geq I_{по}$
$I_{пр.СКВ} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{пр.СКВ} \geq I_{по}$
$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,5 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_{к.НОМ} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 447,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.НОМ} \geq B_{к.}$
$i_{а.НОМ} = 17,8 \text{ кА}$	$i_{ат} = 15,6 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$

Выбрали выключатель элегазовый VF-10-31.5/2000.

7.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится также, как и выключателей, но не делают проверок на отключающую способность, т.к. они предназначены для отключений цепей, находящихся под током.

Принимаем к установке 6 разъединителей РНДЗ–1–110/630–У1 и 4 разъединителя РНДЗ–2–110/630–У1, результаты выбора которого показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 392 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$B_{\text{T}} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{K}} = 142,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{T}} \geq B_{\text{K}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{T}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{K}} = 142,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{T}} \geq B_{\text{K}}$

7.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Приняты соединительные провода марки МКРНГ с медными жилами, минимальное и максимальное сечение которых 2,5 и 6мм²соответственно, удельное сопротивление $\rho = 0,019 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Для выбора трансформаторов тока на отходящее присоединение (фидер 4) распределяются приборы, присоединяющиеся к вторичной обмотке трансформатора тока по фазам А и С, т.к. на присоединение устанавливается 2 трансформатора тока.

Нагрузка вторичных цепей трансформатора тока и приборы вторичных цепей приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Распределение приборов по фазам на напряжении 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	1,5		1,5
		1,5		1,5
Итого		3,5		3

Далее расчет ведется по наиболее загруженной фазе – фазе А.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2\text{дон}} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

где S_{2H} - номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} - номинальный ток вторичной цепи, А.

Определяется сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} \cong Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы.

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2H} - (\sum Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}}) = 0,4 - (0,14 + 0,05) = 0,21 \text{ Ом},$$

где $Z_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, при 2-3 приборов принимается равным 0,05.

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,019 \cdot 10}{0,21} = 0,9 \text{ мм}^2, \quad (29)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 6 кВ принимается равной 10 м. Принимается сечение проводов 2,5 мм², как минимально допустимое. Действительное сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = \frac{0,019 \cdot 10}{2,5} = 0,076 \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_{p2} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} = 0,14 + 0,05 + 0,076 = 0,266 \text{ Ом}.$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_{p2} \quad (0,4 \geq 0,266)$$

Осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 15,6^2 \cdot (1,8 + 0,08 + 0,035) = 466,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

К установке принимаются трансформаторы тока ТОЛ – 10, предназначенный к установке в КРУ с номинальным первичным током 2000 А. Выбор трансформаторов тока представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов тока на отходящее присоединение

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 1817 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{1\text{ном}}$
$Z_{p2} = 0,266 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{дон}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{p2} \leq Z_{2\text{дон}}$
$i_{\text{уд}} = 35,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_k = 466,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кном}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{кном}}$

На напряжении 110 кВ установлены элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока ТВГ-110-0,5 с номинальным первичным током 600 А.

Нагрузка трансформатора тока 110 кВ приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	

На остальные присоединения 10 кВ принимаются к установке также трансформаторы тока ТОЛ-10.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- Номинальному напряжению
- Классу точности
- Схеме соединения обмоток
- Конструктивному выполнению

Для проверки на соответствие классу точности составляется таблица нагрузок (таблица 12) и определяется расчетная нагрузка во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$.

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки S, ВА	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, ВА	Q, вар
Вольтметр	Э-350	2	1	0	1	2	-
Счетчик АЭ	Альфа	1,5	0,38	0,92	8	4,56	11,04
Счетчик РЭ	Альфа	1,5	0,38	0,92	8	4,56	11,04
Ваттметр	Н 395	2	0,42	0,91	1	0,84	1,82
Варметр	Н 395	2	0,42	0,91	1	0,84	1,82
Итого:		9			20	12,8	25,72

Расчетная нагрузка вторичной цепи:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2} = \sqrt{12,8^2 + 25,72^2} = 28,73 \text{ ВА}$$

Для соблюдения класса точности должно выполняться условие:

$$S_{расч} \leq S_{дон}$$

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{расч} = 28,73 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{расч} \leq S_{2ном}$

К установке приняты трансформаторы напряжения НАМИ – 10 - ХЛ2.

7.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН_{нр} должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{н.раб.с.}$ или защищаемого оборудования $U_{н.р.о.} - U_{н.р.} > U_{н.раб.с.}$

Повышения напряжения, возникающие при оперативных переключениях или аварийных режимах, учитываются в соответствии с условиями работы ОПН в квазиустановившихся режимах.

Критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств.

По приведенному выше условию производится выбор ОПН, устанавливаемых перед выключателем на напряжении 110 кВ, в нейтраль трансформатора, на секциях шин 10 кВ КРУ.

На напряжении 110 кВ устанавливаются ОПН-У/TEL, основные характеристики которого приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики ОПН-У/TEL110/73

Наименование параметров	Паспортные данные
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110

Продолжение таблицы 13

1	2
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	73
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	450
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Длина пути утечки, мм	2800
Высота Н, мм	1200
Масса, не более, кг	30

ОПН-У/TEL предназначены для защиты трансформаторов, электрооборудования распределительных устройств и аппаратов от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

На шинах КРУ в ячейку с трансформатором напряжения устанавливаем ОПН-У/TEL10/12 основные технические данные которого приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Наименование параметров	Паспортные данные
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10

Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250

Продолжение таблицы 14

1	2
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота Н, мм	125
Масса, не более, кг	9

Благодаря глубокому уровню ограничения перенапряжений, ОПН обеспечивают эффективную защиту оборудования в кабельных сетях и продлевают срок его службы. Они просты и безопасны в эксплуатации, т.к. не требуют обслуживания и ремонта и являются взрывобезопасными. Предназначены для защиты электрооборудования распределительных устройств в кабельных сетях напряжением 10 (6) кВ переменного тока (48-62 Гц) с изолированной или резонансно заземленной нейтралью. ОПН-КР/TEL применяются для внутренней установки в условиях умеренного и холодного климата при температуре окружающего воздуха от -60°С до +40°С, на высоте не более 1000 м над уровнем моря.

7.6 Выбор ошиновки

Выбор гибких шин 110 кВ

В распределительных устройствах 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Для провода из пучка – сталеалюминевые несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые являются только токоведущими.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

Максимальный расчетный ток:

$$I_{\max} = 392 \text{ А.}$$

Принимаются провода АС 300/39 с $I_{\text{дон}} = 690 \text{ А}$.

При больших токах КЗ ($I_{n0}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$) провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

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

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{n0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7},$$

где D - расстояние между фазами, для 110 кВ равно 1 м.

$$f = \frac{1,5 \cdot 6652^2}{1} \cdot 10^{-7} = 6,637 \text{ Н/м.}$$

Определяется вес 1 м гибкой шины с учетом внутрифазных распорок:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,132 = 12,203 \text{ Н/м,}$$

где m - масса 1 м провода.

Определяется отношение:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}} = \frac{\sqrt{h}}{t_{\text{пз}} + 0,05},$$

где h - максимальная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м;

t_{pz} - действительная выдержка времени защиты от токов КЗ, с;

0,05 – учитывает влияние апериодической составляющей.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эк}} = \frac{\sqrt{0,3}}{3,5 + 0,05} = 0,154 \text{ м.}$$

Определяется отклонение провода b , в данном случае равно 56 мм.

Максимально допустимое отклонение провода:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2},$$

где d - диаметр провода 24 мм;

$a_{доп}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения, равно 450 мм.

$$b_{доп} = \frac{1000 - 24 - 450}{2} = 263 \text{ мм.}$$

Из сравнения допустимого и расчетного отклонений видно, что провода не схлестываются.

Провод сечением 300 мм² исключает возможность возникновения короны, поэтому нет необходимости в проверки на коронирование.

Гибкие шины проверяются на термическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Минимально допускаемое сечение по условию термической устойчивости определяется выражением:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c},$$

где c для алюминиевых шин равен 88.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{142,1}}{88 \cdot 10^{-3}} = 135 \text{ мм}^2.$$

Сечение выбранного провода 300 мм², при проверке должно соблюдаться условие:

$$q_{\min} \leq q.$$

Таким образом, гибкие шины 110 кВ выполняются проводами марки АС 300/39.

Выбор жестких шин 10 кВ

Ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются из-за их высокой стоимости. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного сечения крепится на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины.

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат.

Принимается горизонтальное расположение шин, эскиз которого представлен на рисунке 5.

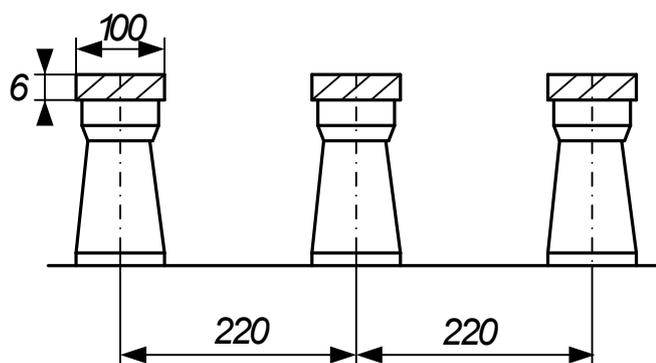


Рисунок 5 – Горизонтальное расположение шин

Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары – медь-алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе: фаза А – желтый, фаза В – в зеленый и фаза С – в красный цвета.

Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не выбираются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонта и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\theta_{0,\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$):

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_0}{\theta_{доп} - \theta_{0.ном}}},$$

$I_{max} = 1816$ А, принимаются шины прямоугольного сечения с размерами 100х6 мм и $I_{доп.ном.} = 1725$ А.

$$I_{доп} = 1725 \cdot \sqrt{\frac{75 - 15}{75 - 25}} = 1889,6 \text{ А.}$$

Условие $I_{max} \leq I_{доп}$ соблюдается.

Необходима проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Производится механический расчет жестких шин для проверки на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{\alpha} \cdot 10^{-7},$$

где α – расстояние между фазами, $\alpha \gg 2(a + b)$, принимается 0,12 м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{35488^2}{0,12} \cdot 10^{-7} = 1817,8 \text{ Н/м.}$$

Равномерно распределенная сила $f^{(3)}$ создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{8},$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами,

$$M = \frac{1817,8 \cdot 0,75^2}{8} = 127,8 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{8 \cdot W},$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси перпендикулярной действию усилия, при горизонтальном расположении шин вычисляется по выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{10 \cdot 0,6^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1817,8 \cdot 0,75^2}{8 \cdot 0,6} = 213,1 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если соблюдается условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

Где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют прессованные шины (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные АД31Т или заваленные и искусственно состаренные АД31Т1.

Выбираются шины из сплава марки АД31Т, для которых $\sigma_{доп} = 220$ МПа.

Согласно ПУЭ $\sigma_{доп} \leq 0,7 \cdot \sigma_{разр}$.

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

$$q_{\min} \leq q,$$

где q_{\min} - минимальное сечение шин из условий термической устойчивости, определяется по выражению:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{2977 \cdot 10^6}}{91} = 599,58 \text{ мм}^2.$$

Сечение выбранных шин:

$$q = b \cdot h = 100 \cdot 6 = 600 \text{ мм}^2.$$

Выбраны жесткие шины из сплава АД31Т размерами 100х6 мм.

7.7 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{\text{расч}}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}$;

$F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

Принимаются к установке изоляторы внутренней установки ИОР-10-3,75УХЛ с $F_{\text{разр}} = 3750$ Н.

При вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила $F_{\text{расч}}$ определяется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot k_h \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 35500^2 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 10^{-7}}{0,8} = 191,0 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Проверяем: $191 \leq 2250$, следовательно, изоляторы выбраны верно.

Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- По номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- По допустимой нагрузке $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$;
- По номинальному току $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$.

Устанавливаются изоляторы наружно-внутренней установки ИП-10/5000-4250 УХЛ 1 с параметрами: $I_{\text{ном}} = 5000$ А; $F_{\text{разр}} = 4250$ Н.

Для проходных изоляторов расчетная сила $F_{\text{расч}}$ определяется:

$$F_{\text{расч}} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 24718^2 \cdot 0,7 \cdot 10^{-7}}{0,8} = 95,5 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 4250 = 2550 \text{ Н.}$$

Проверяем: $95,5 \leq 2550$.

Максимальный ток, протекающий по изоляторам: $I_{\text{мах}} = 2700$ А.

Проверяем по номинальному току: $2700 \leq 5000$.

Оба условия выбора изоляторов соблюдаются, следовательно, изоляторы выбраны верно.

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов QR и QN, шкафов КРУН, а также освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов и ГС, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с.н. не велика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с.н. (ТСН) выбирается:

- При двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с.н. - $S_T \geq S_{расч}$;
- При двух трансформаторах с.н. на подстанции с постоянным дежурством - $S_T \geq S_{расч} / K_{II}$, где K_{II} - коэффициент допустимой перегрузки, принимают равным 1,4;
- Если число трансформаторов с.н. больше двух, то $S_T \geq S_{расч} / n$.

Предельная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВА, при технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВА с $u_k = 8\%$.

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ.

Один трансформатор с.н. устанавливают на однострановых подстанциях 35-220 кВ с постоянным оперативным током, без синхронных компенсаторов и воздушных выключателей с силовыми трансформаторами ТМ. В этом случае предусматривается складской резерв в энергосистеме.

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы с.н. Т1 и Т2 присоединяются к шинам 10 кВ. Если отсутствует РУ 10 кВ, то трансформаторы с.н. присоединяются к обмотке НН основных трансформаторов.

На проектируемой подстанции к нагрузке с.н. относятся следующие мероприятия по нормальному функционированию и эксплуатации оборудования и обеспечению допустимых по СНиП условиям нахождения персонала на подстанции:

подогрев ВГУ – 110- 40/3150 У 1 – 11,3 кВт х 2;

подогрев КРУ – 50 кВт;

освещение, отопление, вентиляция ОПУ – 40 кВт;

освещение ОРУ 110 кВ – 10 кВт;

зарядные устройства аккумуляторных батарей – 40 кВт;

система пожаротушения – 15 кВт.

У всех данных видов нагрузки коэффициент реактивной мощности равен 1, поэтому расчетная суммарная мощность ТСН определится по выражению:

$$S_{расч} = \sum \kappa_{ci} \cdot P_{с.н.i},$$

где κ_{ci} - коэффициент спроса нагрузки с.н.;

$P_{с.н.i}$ - нагрузка с.н. подстанции.

$$S_{расч} = 11,3 \cdot 2 + 50 + 0,6 \cdot 40 + 0,5 \cdot 10 + 0,12 \cdot 40 + 15 = 121,4 \text{ кВА}$$

Определяется мощность ТСН по формуле:

$$S_{тс.н.расч} = \frac{S_{расч}}{N_{с.н.} \cdot k_3},$$

где $N_{с.н.}$ - число трансформаторов с.н., из приведенных выше условий принимается равным 2.

$$S_{тс.н.расч} = \frac{121,4}{2 \cdot 0,7} = 86,71 \text{ кВА.}$$

Принимается трансформатор ТМ 100/10. Выбранные трансформаторы проверяются на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{86,71}{2 \cdot 100} = 0,43$$

Схема питания с.н. подстанции приведена на рисунке 6.

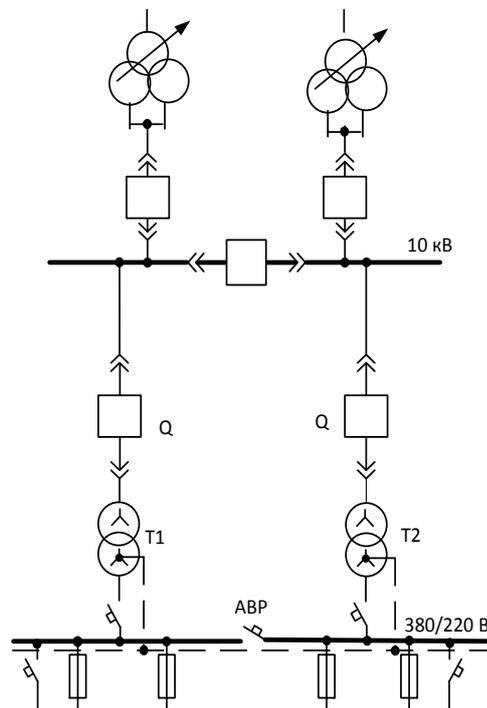


Рисунок 6 – Схема питания с.н. подстанций с постоянным оперативным током

8 Расчет параметров надежности электроснабжения на подстанции «Остров»

На рисунке 7 представлена схема электроснабжения подстанции «Остров».

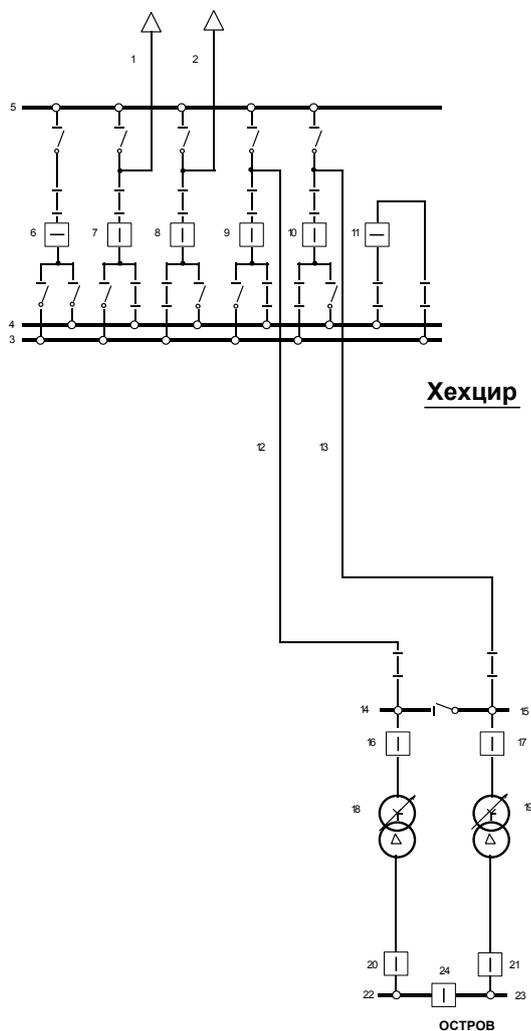


Рисунок 7 - Схема электроснабжения подстанции «Остров»

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов ω (1/год), среднее время восстановления t_v (час), частота преднамеренных отключений $\omega_{пр}$ (1/год), среднее время преднамеренных отключений $t_{пр} / 30$.

Таблица 15 - параметры элементов

Элемент	ω , 1/год	t_v , часов	$\omega_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
1	2	3	4	5
Выключатель 110 кВ	0,04	20	0,14	30

1	2	3	4	5
Выключатель 10 кВ	0,007	20	0,14	30
Разъединитель 110 кВ	0,01	7	0,166	13
Сборные шины 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,166	5
Воздушная линия 110 кВ (на 100 км)	0,0066	11	1,6	15,5
Трансформатор 110 кВ	0,014	70	0,166	280

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\omega_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{\Gamma}} \cdot l_{вл} = \frac{0,0066 \cdot 11}{8760} \cdot 3,9 = 3,232 \cdot 10^{-5} \quad (30)$$

где T_{Γ} – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Для шин 110 кВ:

$$q_{ш110} = \frac{\omega_{ш110} \cdot t_{ш110}}{T_{\Gamma}} \cdot n_{пр} = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} \cdot 2 = 1,826 \cdot 10^{-5}$$

где $n_{пр}$ – число присоединений к данной системе шин (ед).

Для разъединителей :

$$q_p = \frac{\omega_p \cdot t_{ep}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,99 \cdot 10^{-6} \quad (31)$$

Для трансформаторов:

$$q_m = \frac{\omega_m \cdot t_{em}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,1187 \cdot 10^{-4}$$

Для выключателей 110 кВ:

$$q_{\epsilon} = \frac{\omega_{\epsilon 110} \cdot t_{\epsilon \epsilon 110}}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} = 2,2603 \cdot 10^{-4} \quad (32)$$

где $a_{\text{кз}}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{\text{кз}} = 0,004$;

$q_{\text{смеж}}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{\text{он}}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{\text{он}} = 0,003$;

$N_{\text{он}}$ - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{\text{он}} = 20$;

Для выключателей 110 кВ смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

Производим последовательное эквивалентирование элементов сети до вида:

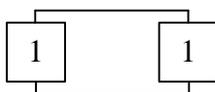


Рисунок 8 – Эквивалентирование схемы

Так как элементы в ветвях схемы аналогичные то две ветви будут одинаковыми по параметрам. Параметры полученной схемы определяются по формулам:

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\omega_I = \sum \omega_i + \omega_{\text{прмак}} = 1,60936 \quad (33)$$

где ω_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\omega_{\text{прмак}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений $\omega_{\text{пр}}$;

Вероятность отказа цепи:

$$q_I = \sum q_i + \frac{\omega_{нр\max} \cdot t_{нр}}{T_\Gamma} = 2,044 \cdot 10^{-3} \quad (34)$$

где q_i - вероятность отказа каждого элемента в цепи;

Время восстановления цепи:

$$t_{\text{вI}} = \frac{q_i \cdot T_\Gamma}{\omega_I - \omega_{нр\max}} = 11,123 \quad (35)$$

При параллельном эквивалентировании используем коэффициенты:

$$K_I = 1 - e^{\left(\frac{-t_{нр\max}}{t_{\text{вI}}}\right)} = 0,7019 \quad (36)$$

Вероятность отказа системы с учетом двух одинаковых цепей определяется согласно формуле:

$$q_\Sigma = q_I^2 + 2 \cdot K_I \cdot \left(\frac{\omega_{нр\max} \cdot t_{нр}}{T_\Gamma}\right) \cdot q_I = 1,266 \cdot 10^{-7} \quad (37)$$

Параметр потокоотказа системы определяется согласно формуле:

$$\omega_\Sigma = 2 \cdot \omega_I \cdot q_I + 2 \cdot (\omega_I - \omega_{нр\max}) \cdot \frac{\omega_{нр\max} \cdot t_{нр}}{T_\Gamma} = 3,17 \cdot 10^{-3} \quad (38)$$

Среднее время безотказной работы системы (лет):

$$T_c = \frac{1}{\omega_\Sigma} = 315,61 \quad (39)$$

Расчетное время безотказной работы системы (лет):

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 33,14 \quad (40)$$

Среднее время восстановления системы (час):

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_\Sigma}{\omega_\Sigma} \cdot T_\Gamma = 57,14 \quad (41)$$

В таблице 16 приведены данные расчета надежности для схемы электроснабжения на подстанции «Остров»

Таблица 16 - Расчет надежности

Среднее время безотказной работы системы (лет)	Расчетное время безотказной работы системы (лет)	Среднее время восстановления системы (час):
315,61	33,14	57,14

9 Вопросы релейной защиты и автоматики

9.1 Назначение релейной защиты

Основным назначением устройств релейной защиты является выявление в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Надежность работы электрических сетей может быть значительно повышена применением устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты предъявляются требования:

- селективности (избирательности), что подразумевает способность защиты правильно определять место повреждения и отключать ближайший к месту повреждения выключатель;
- быстродействия, т.е. отключения поврежденного участка с минимально возможным временем;
- чувствительности, т.е. способности защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне ее действия;
- надежности.

Перечисленные требования должны быть положены в основу выбора принципов, расчетами выполнения схем защиты.

9.2 Релейная защита трансформатора

Для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть

максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора ПС «Остров», 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.

На подстанции применяется постоянный оперативный ток.

Ниже в данной магистерской диссертации, приведен расчет основных защит трансформатора ТРДН– 63000/110/10, выбранного для подстанции «Остров» 110/10 кВ и имеющего следующие данные:

- номинальная мощность 63 МВА;
- номинальное напряжение обмоток 110/10 кВ;
- питание трансформатора осуществляется со стороны высокого напряжения.

9.3 Продольная дифференциальная токовая защита

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы 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.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{тр.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (42)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны автотрансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1817 \text{ А}.$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего. На подстанции установлены следующие ТТ: на стороне ВН – ТВГ-110-0,5 с номинальным первичным током 500 А.; на стороне НН – ТОЛ – 10 с номинальным первичным током 2000 А.,

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Номинальные вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{\text{ВН.2}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{330,66}{120} = 2,76 \text{ А}; \quad (43)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{1817}{400} = 4,54 \quad \text{А.} \quad (44)$$

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

$$K' = \frac{I_1 \cdot K_{ТТ}}{I_{НОМ.т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{НОМ.т}}, \quad (43)$$

$$K'_{вн} = \frac{600 \cdot 120}{330,66} = 217,75 \geq 185,76 ;$$

$$K'_{нн} = \frac{2000 \cdot 400}{1817} = 440,29 \geq 16,88$$

Таким образом, все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (45)$$

где $K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 63 МВА принимаем $K'_{ПЕР} = 1,2$, $K''_{ПЕР} = 2,0$;

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

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

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

$$I_{\text{НБ}^*} = 2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,24 \text{ о.е.}$$

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

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K'_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫР}^*}), \quad (46)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{\text{ОТС}} = 1,1$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,22.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	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_{T1}) через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}^*} \cdot I_{\text{СКВ}^*} - 0,7}{I_{\text{СКВ}^*} - I_{T.расч}^*} = \frac{1,1 \cdot 0,24 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,219 \leq 0,3; \quad (47)$$

Условие выполнено для третьей тормозной характеристики.

9.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон автотрансформатора.

Ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{C3.MT3} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, (47)$$

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 нагрузке:

$$I_{P.max.BH} = \frac{S_{НОМ} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{BH.НОМ}} = \frac{63000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,93 \text{ А}; (48)$$

$$I_{C3.MT3.BH} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 462,93 = 1273,1 \text{ А}.$$

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

$$K_{ч.MT3} = \frac{I_{K.BH}^{(2)}}{I_{C3.MT3.BH}} = \frac{13260}{1273,1} = 10,37 > 1,5. (49)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

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

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{Л.наиб.} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (50)$$

$$I_{СЗ.2} = \frac{I_{СЗ.МТЗ} \cdot 60}{K_{ТТ} \cdot 5} = \frac{1273,1 \cdot 60}{120 \cdot 5} = 127,31. \quad (51)$$

9.5 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 автотрансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

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

$$I_{СЗ.пер} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (52)$$

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

$$I_{СЗ.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 462,93 = 607,60 \text{ А};$$

$$I_{СР} = \frac{607,60 \cdot 60}{120 \cdot 5} = 60,76.$$

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 не выявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

9.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. 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.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

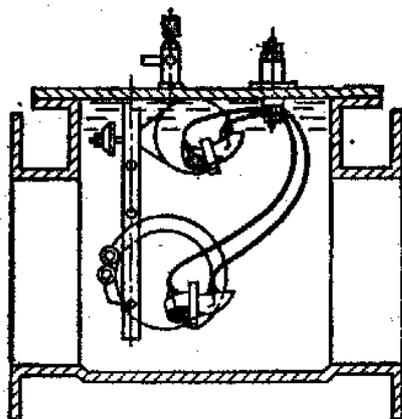


Рисунок 9– Газовое реле типа BF-80/Q

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. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. 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 ВФ-80/Q.

10 Заземление и молниезащита подстанции «Остров»

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

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

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

10.1 Расчет стационарного и импульсного сопротивлений

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2\cdot 1,5)\cdot(B+2\cdot 1,5), \quad (53)$$

$$S = (66+2\cdot 1,5)\cdot(75+2\cdot 1,5) = 5382\text{м}^2$$

где A - ширина территории ОРУ, м;

B - длина территории ОРУ, м.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi\cdot R^2 = 314,16\text{мм}^2 \quad (54)$$

где R - радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кк}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (55)$$

где $I_{кз}$ - ток короткого замыкания;

t - время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

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

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_{нр} + S_{ср}) = 105,98 \quad (56)$$

$$S_{ср} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 = 1,564 \quad (57)$$

где T - время использования заземлителя, мес.;

a_1, a_2, a_3, a_0 - коэффициенты зависящие от грунта.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор} + F_{т.с.} \quad (58)$$

$$314,16 \geq 105,98 + 1,564 = 107,54 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 1794 \quad (59)$$

где a_q - расстояние между полосами сетки, м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (60)$$

$$m = \frac{1794}{2 \cdot 73,36} - 1 = 11,227.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1907 \text{ м} \quad (61)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B} = 24,45 \quad (62)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{ЭКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (63)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,37.

$$\rho_{ЭКВ} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2} = 33,06,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (64)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$R_{И} = R_{CT} \cdot \alpha_{И}, \quad (65)$$

$$R_{И} = 0,277 \cdot 0,077 = 0,021 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

10.2 Расчет молниезащиты

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют

стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

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

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (66)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

где h – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 31,2 \text{ м} \quad (67)$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$, $r_{c0} = r_0$ м, если $2h < L \leq 4h$

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2h)}{h}\right). \quad (68)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{cT} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (69)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_{c.x} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cT} - h_x}{h_{cT}}\right) \quad (70)$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (71)$$

Расчет зоны защиты стержневых молниеотводов приведены в приложении Г, а результаты расчета в таблице 18.

Таблица 18 - Зоны защиты молниеотводов ПС

Молниеотвод		h,м	h _{эф} ,м	L,м	r _{с0} ,м	h _х	h _{сх} ,м	r _{сх} , м
1	2	30	25,5	28	31,2	11	25,8	17,9
1	3	30	25,5	52,4	32,8	11	21,5	16
3	4	30	25,5	57,9	31,6	11	20,5	14,7
2	3	30	25,5	65,7	30,0	11	19,1	12,7

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 11 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

11 Расчет и анализ режимов

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима.

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей.
- расчет величины технических потерь в сети.

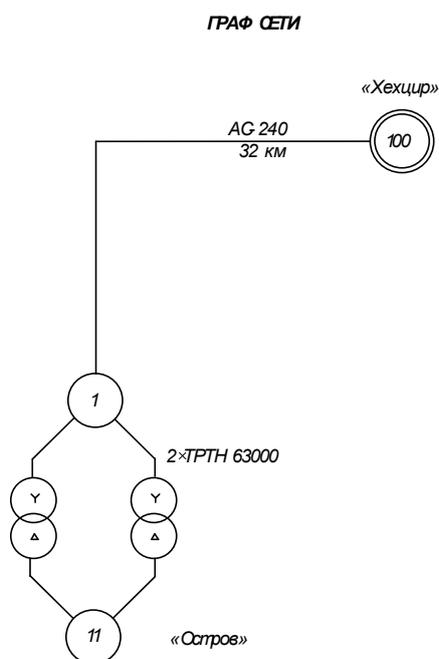


Рисунок 10 – Граф сети для расчета режима работы

Расчет режима проводился при помощи ПВК SDO-6. Расчет проводился на основе данных прогноза развития энергосистемы для проектируемой схемы сети. Рассчитывалось три режима: режим зимнего максимума, режим летнего минимума, аварийный режим работы.

ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, перетоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

SDO-6 содержит достаточно полное математическое описание основных элементов сети ЭЭС - нагрузки (статические характеристики по U и f), генерации (учёт потерь в генераторе в режиме СК, зависимость $Q_{расп}(P_g)$), коммутируемых реакторов, линий, трансформаторов линейно-дополнительных, 2-х и 3-х обмоточных с продольно-поперечным и связанным регулированием.

SDO-6 обеспечивает эффективное и надёжное решение задач за счёт избыточности состава алгоритмов, их решения и является удобным и эффективным средством достижения целей, формируемых пользователем. В его составе реализовано значительное число основных и вспомогательных функций.

К основным функциям относятся:

1) расчёт установившегося режима ЭЭС при детерминированном характере информации с учётом и без учёта изменения частоты (модификации метода Ньютона - Рафсона);

2) расчёт предельного установившегося режима при различных способах утяжеления и критериях завершения;

3) расчёт допустимого установившегося режима;

4) расчёт оптимального установившегося режима

- по потерям активной и реактивной мощности в сети ЭЭС;

- по издержкам на выработку электроэнергии;

5) получение требуемых значений для отдельных параметров режима (модулей напряжения, активных и реактивных генераций и т. д.) с выбором состава компонент вектора решения;

6) определение «слабых мест» в сети ЭЭС и анализ на этой основе предельных режимов;

7) формирование эквивалента расчётной схемы ЭЭС, полученного при исключении заданного числа узлов (метод Уорда);

8) получение эквивалента расчётной схемы сети, адаптивного к заданным расчётным условиям и определение функциональных характеристик отбрасываемой сети, включаемых в граничные узлы;

9) расчёт статической аperiodической устойчивости режима ЭЭС на основе анализа коэффициентов характеристического уравнения;

10) анализ динамической устойчивости режима ЭЭС относительно заданной совокупности расчётных возмущений при учёте широкого набора средств ПА как традиционных, так и перспективных с возможностью моделирования производных законов их управления.

К вспомогательным функциям относятся:

1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;

2) корректировка состава элементов расчётной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчётных условий,

3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчётных схемах сети ЭЭС;

4) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;

Величины нагрузок узлов сети показаны в таблице 19.

Таблица 19– Список узлов

№ узла	Тип узла	Название	$U_{ном}, \text{кВ}$	Максимум	Минимум
0		Хехцир	110		
1		Остров	110		
100	Балансирующий	Хехцир	110		
11	Нагрузочный	Остров	10	$70+j42$	$59,5+j35,7$

Покажем список ветвей в таблице 20.

Таблица 20 – Список ветвей

Обозначение	Название	Длина, км	Марка провода
0-1	Хехцир – Остров	32	$2 \times \text{АС} - 240/32$

Таблица 21– Удельные сопротивления и проводимости проводов ВЛ

Марка провода	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0, \text{мкСм/км}$
$2 \times \text{АС} - 240/32$	0,118	0,405	2,8

На базе проведённых расчётов и анализа можно сделать о том, что подобранные провода и силовое оборудование удовлетворяют техническому заданию и соответствуют складывающейся режимной ситуации.

Полностью протокол расчета режимов с помощью ПВК SDO-6 приведен в Приложениях Е, Ж, З.

12 НОВЫЕ КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Современные требования к проектированию и строительству электроэнергетических объектов, в том числе и подстанций (ПС), отличаются рядом существенных особенностей. Прежде всего – это постоянное расширение круга задач, требующих решения и отображения в проектной документации, в части повышения автоматизации, наблюдаемости и дистанционного управления подстанциями. В дополнение к стандартному набору требований, касающихся главной электрической схемы, числа и мощности силовых трансформаторов, состава основного оборудования, в технические задания на проектирование включаются требования по применению микропроцессорных комплексов защиты и противоаварийной автоматики, внедрению АСУ ТП и телемеханизации, оснащению энергообъектов средствами коммерческого учета, связи и видеонаблюдения и т.д.

Другая особенность – тенденция к сокращению объемов проектных, строительно–монтажных и пусконаладочных работ, сроков их выполнения, а так же площади, отводимой для размещения подстанций, что особенно актуально в условиях плотной городской застройки.

Поскольку большую часть подстанций занимают открытые распределительные устройства (ОРУ), основное внимание необходимо уделить поискам путей сокращения объемов строительно - монтажных и пусконаладочных работ на его территории, а так же самой площади ОРУ. В решении этой задачи, благодаря применению упрощенных схем с малым числом выключателей, комплектных блочных подстанций, модульных блочных конструкций, достигнуты определенные положительные результаты. Тем не менее, имеются возможности для дальнейшего сокращения затрат, в том числе временных, на проектирование и строительство ПС.

2.1 Т-образная компоновка подстанций 110 кВ

Одним из новых компоновочных решений для ПС 110 кВ является вариант с объединением зданий ОПУ и ЗРУ 6 - 10 кВ (см. рис. 1) в одно, имеющее в плане Т-образную форму (отсюда и название компоновки Т-образная). Здание располагается на территории ОРУ 110 кВ в непосредственной близости от элегазовых ячеек и ошиновки 110 кВ и выполняется из утепленных блоков (сэндвич панелей). В Т – образном здании расположены: ячейки внутренней установки в составе КРУ 6(10) кВ, трансформаторы собственных нужд (ТСН), щит управления, панели защиты и автоматики, аккумуляторная батарея, средства связи, телемеханики и др. В здании предусмотрены системы отопления, освещения и вентиляции. В качестве элегазовых ячеек рассматриваются компактные модули скомбинированной установкой трансформаторов тока, выключателя, разъединителя и заземлителя (например, модуль «DTC» Siemens или «НУраст» Areva).

Контрольные и силовые кабели прокладываются в специально выделенных отсеках.

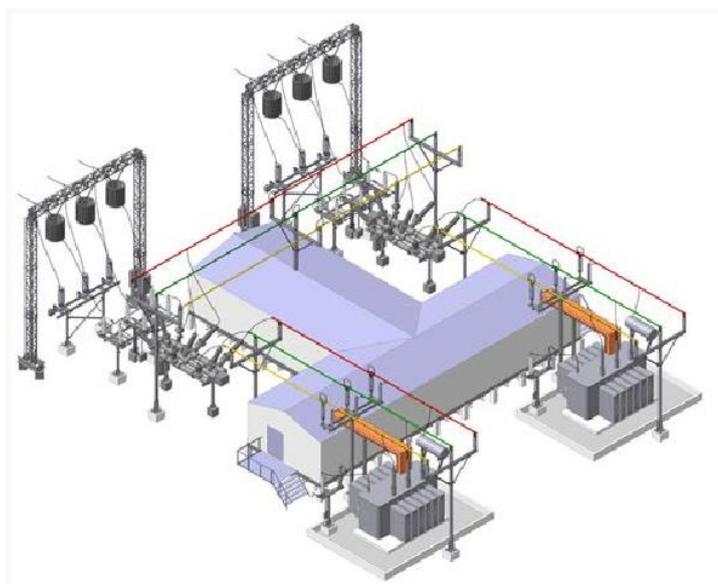


Рис. 1

В здании имеется внутренний коридор, обеспечивающий доступ персонала в любое помещение здания без выхода за его пределы, что важно для подстанций, располагаемых в местностях со сложными климатическими условиями (см. рис. 2).



Рис. 2

Для повышения надежности работы оборудования 110 кВ и удобства его обслуживания, в здании ОПУ-ЗРУ могут быть размещены шкафы управления коммутационными аппаратами 110 кВ. Имеется возможность расширения секций КРУ 6 (10) кВ при появлении новых присоединений. Электрические соединения на стороне 110 кВ выполнены жесткой ошиновкой типа ОЖК, а на стороне 6 (10) кВ –литыми токопроводами.

Применение данной компоновки ПС позволяет сократить протяженность внешних кабельных трасс, в том числе в цепях вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения 110 кВ, что позволяет повысить точность и надежность работы устройств защиты,

автоматики и учета. В случае необходимости возведения энергообъекта в стесненных условиях, такая компоновка позволяет сократить общую площадь ПС (примерно на 40 %), снизить затраты на поддержание территории в требуемом состоянии, так же улучшаются условия работы персонала по обслуживанию оборудования и кабельного хозяйства подстанции.

Однако, несмотря на определенные преимущества, у данной компоновки есть и некоторые недостатки. Во-первых, такая компоновка позволяет реализовать минимальное количество электрических схем (110-3Н, 110-4Н), что ограничивает область ее применения тупиковыми и ответвительными ПС, так как расположение ОПУ между компактными модулями не позволяет сделать переемы автоматической (установить секционный выключатель), а значит применить такое решение в схемах 110-5Н, 110-5АН, 110-9. Во вторых, высота расположения жесткой ошиновки (6 – 7 метров, в зависимости от высоты компактного модуля и мощности силового трансформатора) не позволяет проводить работы на ней без специализированного подъемного оборудования. В-третьих, в случае нештатной ситуации (пожар) в ОПУ или ЗРУ ее воздействие распространится на все здание в целом, что увеличит время ликвидации и затраты на восстановительные работы.

При проектировании таких зданий так же должны быть учтены требования заводов - изготовителей ТСН (в части их охлаждения) и аккумуляторных батарей (в части обеспечения помещения аккумуляторной необходимой вентиляцией), предусмотрена система пожарной сигнализации, и выполнены мероприятия по ограничению воздействия электромагнитных полей на персонал и микропроцессорные устройства защиты и автоматики.

12.2 Блочно – модульная конструкция (БМК) ПС 35-220 кВ

БМК - компоновочное решение, используемое для возведения как открытых, так и закрытых распределительных устройств на класс напряжения 35, 110, 220 кВ. Конструктивное исполнение БМК позволяет сократить сроки и затраты на проектирование и строительство, а также уменьшить площадь, занимаемую подстанцией (примерно на 30%). При этом соблюдаются все требования, предусмотренные Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Конструкция БМК представляет собой единый опорный модуль (ячейку), на который устанавливается основное оборудование распределительного устройства. Ячейки состоят из блоков с шагом опор 6 м (вдоль ячейки) x 3 м (поперек ячейки). Перемычки также выполняются на блочно-модульной конструкции с шагом опор 6 м x 3 м, либо 3 м x 3 м. Для схемы 110-4Н перемычка может выполняться из двух отдельностоящих блоков разъединителей. Установка оборудования на единой раме позволяет уменьшить расстояния между основным электротехническим оборудованием, а так же уменьшить число опорных стоек под оборудование (см.рис.3, рис.4).



Рис.3

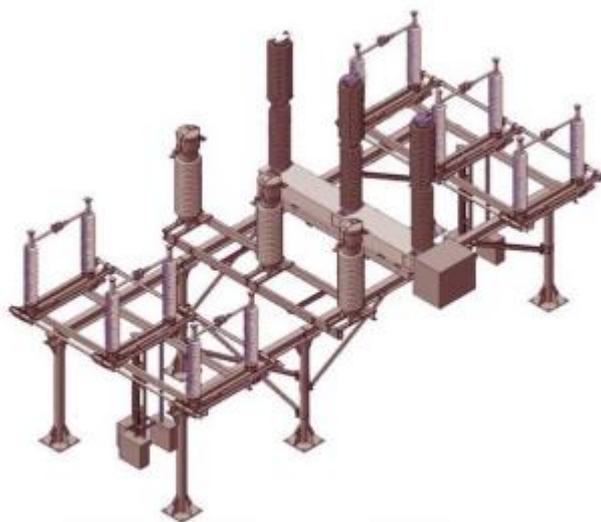


Рис.4

Использование защитного покрытия, выполненного методом горячего цинкования, позволяет эксплуатировать металлоконструкцию более 25 лет.

Высокая степень заводской готовности и применение в БМК жесткой ошиновки с литыми шинодержателями кабельных конструкций и элементов крепления шкафов вторичной коммутации позволяет снизить временные затраты на строительство подстанции, а так же исключить необходимость прокладки наземных кабельных трасс и дополнительной заливки фундаментов.

БМК может устанавливаться на различные типы фундаментов (см. рис.5), в зависимости от результатов геологических изысканий.

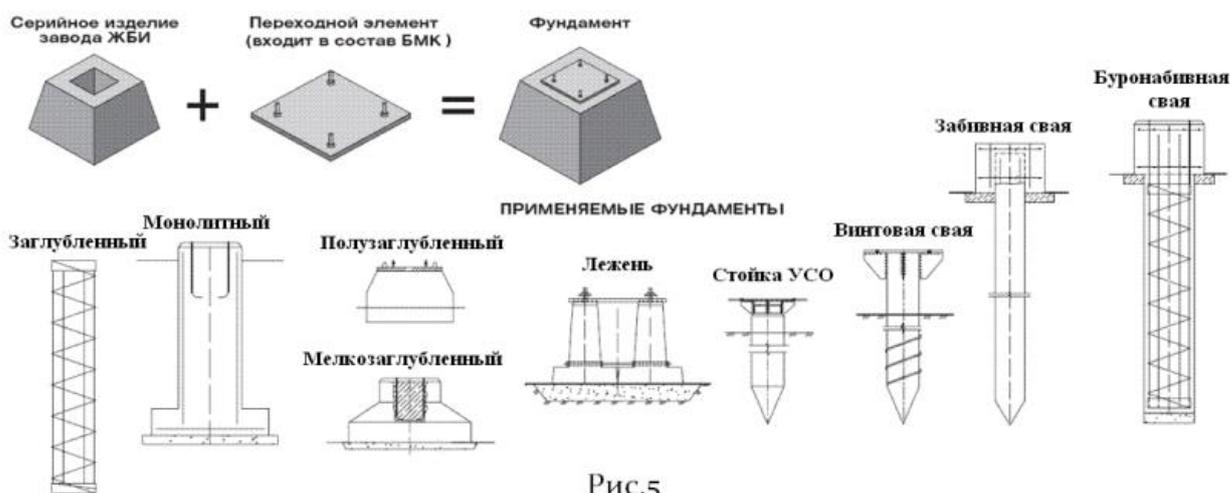


Рис.5

В части коммутационного оборудования, БМК в своем базовом исполнении позволяет установить: выключатели ВГТ-110, ВЭБ-110, ВГУ-110, ЗАР1FG – 145, ЛТВ-145 и разъединители SFG-123 и РГ-110 с двигательными приводами главных и заземляющих ножей. Конструкция предусматривает возможность установки и другого оборудования, как отечественного, так и зарубежного производства, в этом случае компоновка будет незначительно видоизменяться для каждого из решений.

Пролеты конструкции с повышенной нагрузкой (пролеты с установленными выключателями, опорная часть с изоляторами при переходе через дорогу) могут дополнительно усиливаться раскосами для увеличения жесткости и несущей способности конструкции.

Жесткой ошиновкой выполняется только электрическое соединение ячеек с перемычками. В конструкции жесткой ошиновки предусмотрены узлы для компенсации температурных расширений и неточности выполнения фундаментов.

Длинные шины жесткой ошиновки в своей конструкции содержат устройства гашения вибрации. Все части жесткой ошиновки собираются между собой болтовым соединением. Для выполнения отпаяк от жесткой ошиновки в местах, где это необходимо, на шинах привариваются контактные пластины. Ошиновка рассчитана на допустимый длительный ток 1600 А, ток термической стойкости в течение 3 с - 31,5 кА. Электрическое соединение оборудования вдоль ячеек выполняется гибким сталеалюминевым проводом с опрессованными аппаратными зажимами на концах.

Для прокладки кабелей вторичных цепей на конструкции БМК устанавливаются подвесные металлические кабельные конструкции. Для разделения силовых и контрольных кабелей применяется разделительный профиль внутри лотка. Кроме того, разделение кабелей можно выполнить, проложив два уровня лотков - один для силовых, другой для контрольных кабелей.

Шкафы наружной установки закрепляются на блочно-модульной конструкции, для чего на ней предусмотрены специальные металлоконструкции.

Спуски кабелей с подвесных кабельных лотков к оборудованию и к шкафам выполняются с применением пластиковой гофро-трубы. Однако такое решение не рекомендуется использовать, так как пластик не стоек к перепадам температур и разрушается в течении двух лет после монтажа, то увеличивает вероятность повреждения кабелей. По этой причине, более предпочтительный вариант – это прокладка контрольных и силовых кабелей в металлорукаве в ПВХ оболочке.

Заземление конструкции выполняется путем присоединения каждой опорной стойки БМК к заземляющему устройству. Оборудование, установленное на БМК, заземляется на балки БМК. Заземление, как правило, выполняется стальной полосой 5x50 мм. Присоединение полосы заземления к опорным стойкам может выполняться сваркой.

БМК является основным конструктивным элементом компоновок РУ высокого напряжения подстанций распределительных блочно-модульных (ПРБМ).

На основе БМК разработан альбом типовых решений распределительных устройств 35, 110, 220 кВ, включающий в себя готовые компоновочные решения, принципиальные вторичные схемы (включая оперативные блокировки), монтажные схемы подключения шкафов зажимов и обогрева и т.д. В зависимости от выбранного оборудования компоновка будет незначительно видоизменяться для каждой из типовых схем. Использование альбома типовых решений не только уменьшает объем, а значит, и сроки проектных работ, но и позволяет размещать заказ на оборудование РУ с длительным сроком изготовления сразу после выбора главной электрической схемы.

РУВН ПС в случае применения БМК имеет следующий состав (см. рис. 6):

1. Опорные блочно-модульные конструкции для установки оборудования.
2. Высоковольтное оборудование распределительного устройства 35, 110, 220 кВ.
3. Жесткая ошиновка распределительного устройства 35, 110, 220 кВ.
4. Комплект контактно-натяжной арматуры.
5. Кабельные конструкции.
6. Опорные изоляторы.
7. Элементы заземления и молниезащиты.
8. Шкафы вторичной коммутации.
9. Площадки обслуживания приводов выключателей.
10. Комплект освещения.

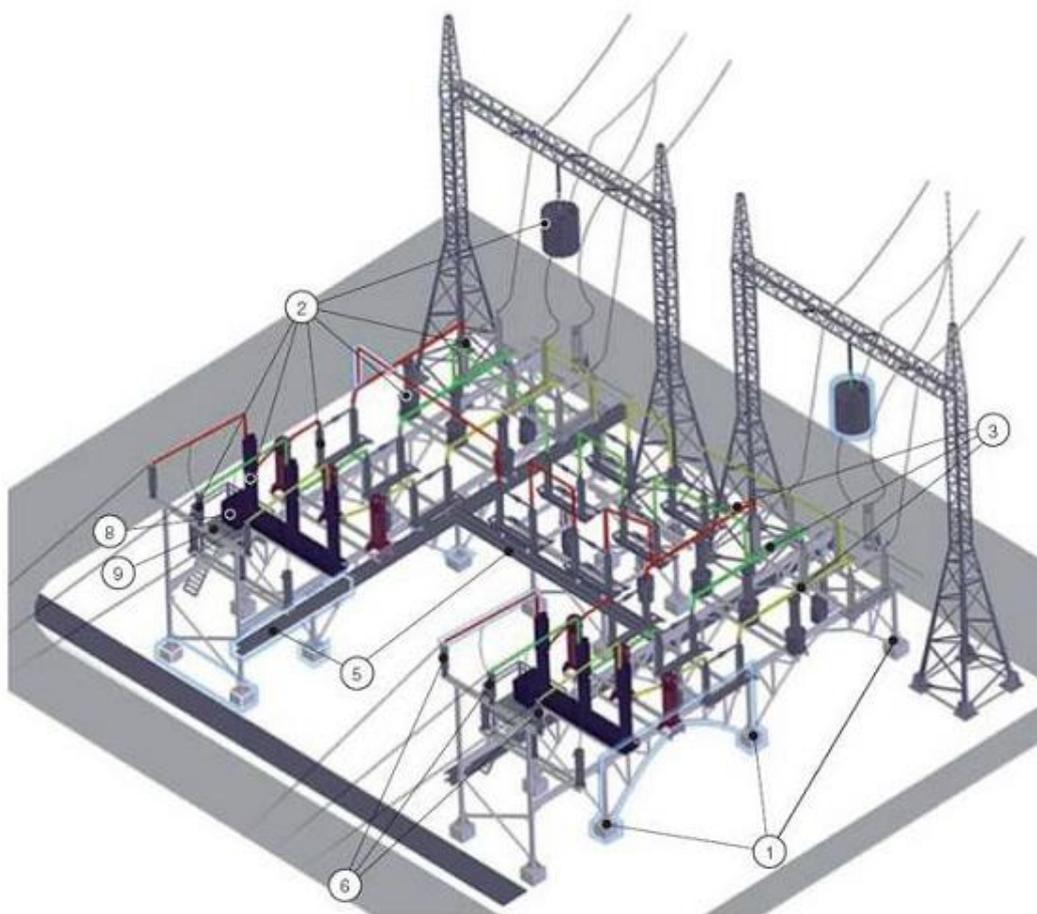


Рис. 6

В настоящее время типовые решения разработаны по схемам 110-3Н, 4Н, 5Н, 5АН, что позволяет использовать БМК при новом строительстве ответвительных и транзитных ПС. В части узловых ПС, имеющих более сложные схемы (110-9, 110-12, 110-13) применение данной конструкции так же возможно, но не избавляет полностью от необходимости установки отдельно стоящего оборудования на П – образных опорах. Очевидно, что разработка типовых решений с применением БМК для схем 110-9, 110-12, 110-13 является вопросом времени и потребует новых конструкторских решений для соблюдения всех требований ПУЭ и другой НТД.

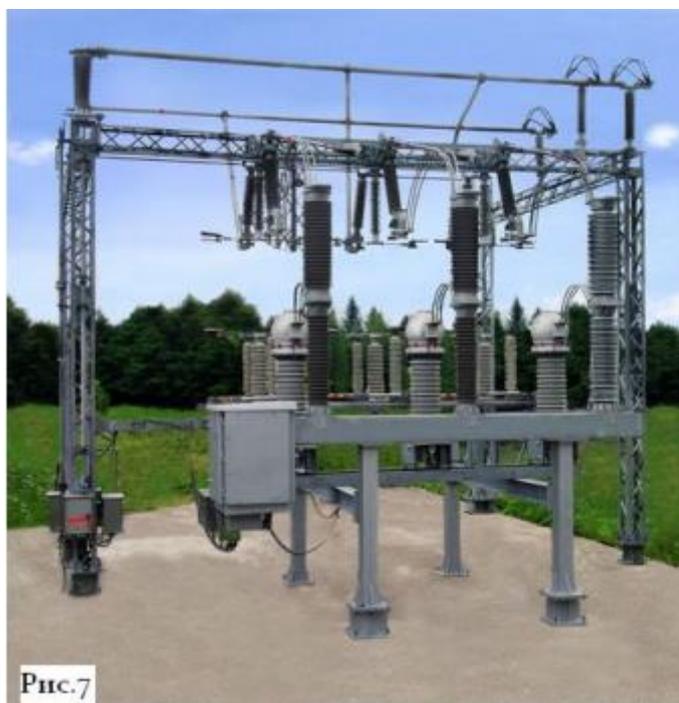
В части реконструкции ПС с вышеперечисленными схемами, особенно при расширении ОРУ, строительстве второго пускового комплекса, ремонтной переемычки, применение БМК может носить несколько ограниченный характер по причине как отличающихся от принятых в существующих типовых проектах расстояний при расстановке основного оборудования, так и габаритов самой металлоконструкции. Тем не менее, при комплексной реконструкции с переустройством всего ОРУ ПС, применение БМК позволит провести работы в более сжатые сроки и с меньшими финансовыми затратами.

Недостатком БМК является то, что типовой конструкцией предусмотрен вариант применения без порталного приемного узла, что снижает безопасность и увеличивает механическую нагрузку на установленное оборудование. В стандартном исполнении установка ВЧ-заградителя выполняется на самой конструкции. Другое оборудование ВЧ-связи (конденсатор, фильтр присоединения и разъединитель) устанавливается на консоли, присоединяемой к БМК. Однако при наличии в техническом задании на проектирование требований по сооружению порталного приема ВЛ и подвеске ВЧ-заградителя на портале, установка прочего оборудования ВЧ-связи может быть выполнена непосредственно на самой конструкции (без применения консолей), но это потребует некоторых ее доработок.

Полная информация о БМК, типовые схемы первичных и вторичных соединений, контакты завода – изготовителя находятся на сайте www.energoterra.ru

12.3 Компоновочные решения ОРУ ПС на базе компактного модуля

Компактный модуль – еще одно компоновочное решение, позволяющее сократить сроки строительства и площадь ПС 110 кВ с ОРУ (см. рис. 7). Данный модуль позволяет выполнить высоковольтную сторону ПС как по стандартным, так и по нетиповым схемам.



Данное техническое решение является аналогом зарубежных разработок компактных модулей со схожей архитектурой, и предлагается в качестве альтернативы компоновкам ПС с высоковольтными коммутационными аппаратами, сочетающим в себе функции выключателя и разъединителя. Такая конструкция повышает надежность модуля в эксплуатации (неподвижные контакты вертикального разъединителя являются частью шинной системы и не требуют технического обслуживания) и позволяет проводить регламентные и ремонтные работы на выключателе и

трансформаторах тока без погашения системы сборных шин, в полном соответствии с требованиями по электробезопасности. Сборные шины и межъячейковые связи выполнены на базе жесткой ошиновки.

Особенностью конструкции является вертикальный подвесной шинный разъединитель, не требующий обслуживания, и разработанный с использованием контактных групп разъединителей серии РГ (см. рис.8).

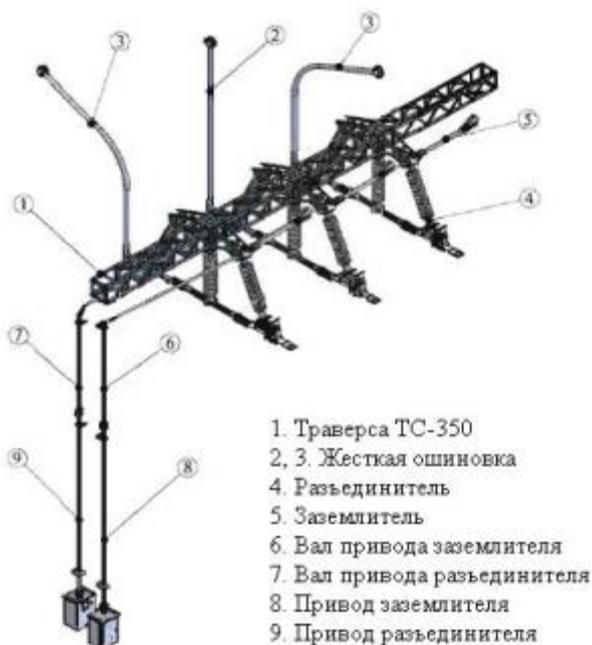


Рис.8

Модуль состоит из элегазового выключателя, однофазных трансформаторов тока, разъединителей (линейного, шинного), элементов жесткой ошиновки с применением полимерных изоляторов типа ОСК и опорных металлоконструкций (см. рис.9). При необходимости, базовый модуль может дополняться: ячейковым порталом, линейным порталом, кабельными конструкциями в пределах ячейки, линейной изоляцией с арматурой, шкафами промежуточных соединений и выносными блоками управления, заземлением, блоками измерения, ограничения перенапряжений, обработки ВЧ сигнала, и т.д. для реализации любых схем.

Климатическое исполнение модуля — УХЛ, категория размещения— 1 по ГОСТ 15150. Модуль сохраняет работоспособность при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм и скорости ветра 15 м/с, а при отсутствии гололеда при скорости ветра до 40 м/с. Механический ресурс вертикального разъединителя — 10 000 циклов «включение — произвольная пауза — отключение».

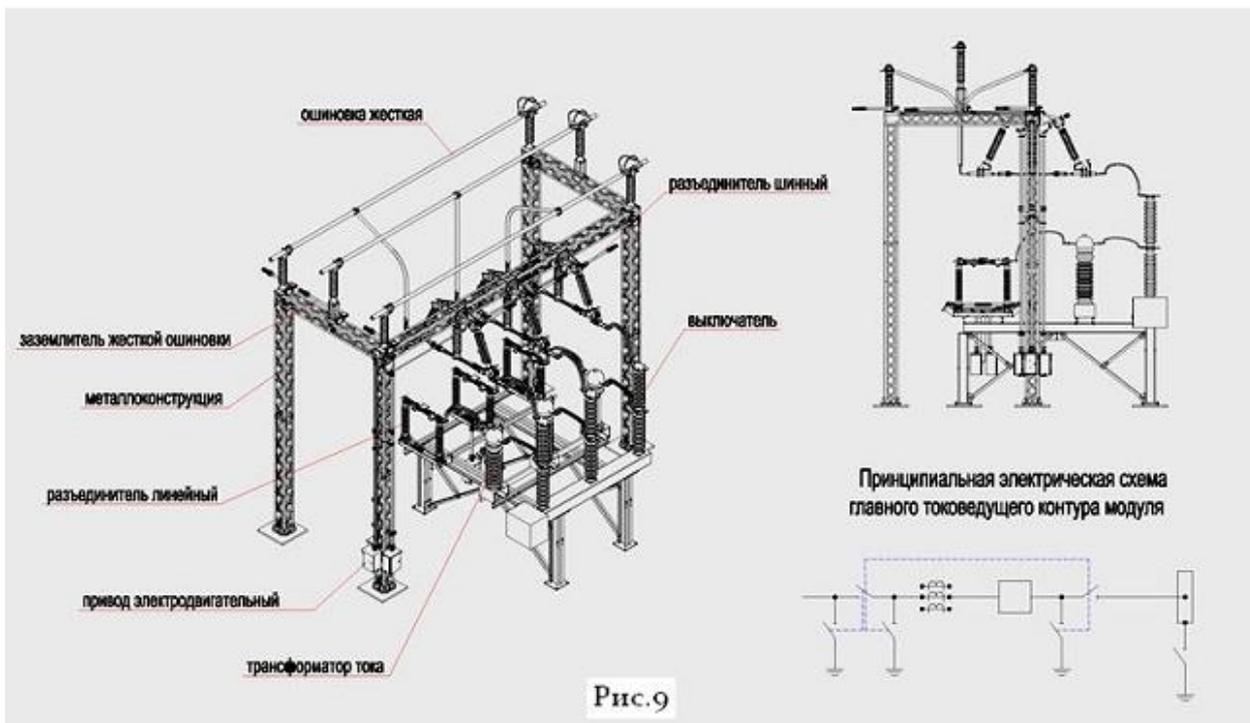


Рис. 9

Одной из особенностей концепции модуля является возможность реализации различных его типов (в зависимости от назначения в схеме) благодаря комбинации элементов и металлоконструкций.

Каждый блок имеет опорную металлоконструкцию (см. рис. 10), состоящую из опорных стоек 1 и продольных швеллеров 2 с растяжками 3. На продольные швеллеры укладываются поперечные цоколи 4 для установки оборудования.

Металлоконструкция собирается на объекте при помощи болтовых соединений, необходимость сварочных работ отсутствует.



Рис. 10

Конструкция опорных стоек позволяет устанавливать последовательно несколько блоков с общей металлоконструкцией, что позволяет при необходимости развития схемы развивать уже смонтированные блоки на месте без доработки.

Оборудование соединяется между собой жесткими или гибкими соединениями в зависимости от компоновки оборудования. Узлы крепления жестких соединений обеспечивают компенсацию температурных изменений длины шин.

Применение компактного модуля позволяет сократить сроки проектирования, так как все работы выполняются с использованием уже разработанных альбомов типовых схем ОРУ 110 кВ. На данный момент типовые решения на базе компактного модуля выполнены для схем 110-4Н, 9Н, 13Н, возможна реализация нетиповых схемных решений ОРУ 110 кВ. Модуль позволяет осуществлять как порталный, так и безпортальный прием ВЛ.

Оптимизация компоновки оборудования позволяет сократить занимаемую площадь ОРУ, а так же число фундаментов, объем земляных работ и время монтажа (проведение на заводе-изготовителе контрольной сборки и приемо-сдаточных испытаний).

Все металлоконструкции имеют покрытие методом горячего цинкования, толщина покрытия (100 мкм) обеспечивает противокоррозионную стойкость на весь срок эксплуатации модуля — 30 лет. Обеспечен свободный доступ к оборудованию для обслуживания и осмотра, а так же возможность установки оборудования любого производителя.

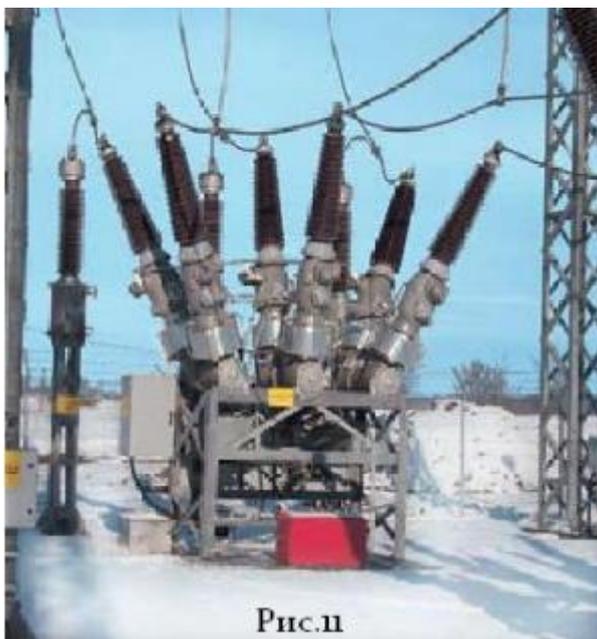
В настоящий момент времени проекты с применением компактного модуля реализованы ПС 110 кВ на объектах МРСК Северо-Запада и ОАО «Иркутскэнерго».

При принятии решения о применении данного конструктивного решения должны быть учтены несколько аспектов. Во-первых, наиболее эффективно блочный модуль можно применить в условиях ограниченной площадки, что не всегда является критическим требованием, а так же при новом строительстве ПС, тогда как при реконструкции потребуются дополнительные работы по переустройству ошиновки, связанные с особенностью расположения жестких шин в блочном модуле, и приемных порталов. Во-вторых, типовые решения на данный момент не распространяются на ПС со схемой «мостик» (110-5Н, 5АН), что несколько ограничивает область применения модуля и увеличивает сроки проектирования. В-третьих, опыт эксплуатации таких модулей незначителен и не позволяет сделать однозначного заключения обо всех достоинствах и недостатках разработки.

Полная информация о компактном модуле, контакты завода – изготовителя находятся на сайте www.zeto.ru

12.4 Компоновочные решения ПС на базе газонаполненных модулей

Зарубежными и российскими производителями в настоящее время разработано и предложено еще одно компоновочное решение, позволяющее сократить сроки проектирования и строительства ПС 110 кВ и выше. Речь идет о компактных газонаполненных коммутационных модулях («ДТС» Siemens, «НУраст»Areva, «ВБЭР» УЭТМ).



Оборудование (см. рис. 11) представляет собой компактную и экономичную конструкцию, многообразие возможных вариантов размещения модулей на энергетическом объекте позволяет реализовывать самые распространенные типовые схемы распределительных подстанций (110 – 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9, 12, 13,13Н), а так же нетиповые варианты.

Компактный газонаполненный модуль выпускается в двух исполнениях: для открытых распределительных устройств и для внутренней установки.

Данное техническое решение сочетает в себе следующие основные элементы: выключатель, разъединитель/заземлитель, трансформатор тока, а также, при необходимости, трансформатор напряжения (см. рис. 12).



Рис.12

Применение элегазовых разъединителей решает известные проблемы с воздушно-изолированными устройствами (поломка опорно – стержневой изоляции, окисление контактов и т.д.).

Герметичные однополюсные модули заполнены элегазом, или для сложных температурных режимов эксплуатации — смешанным газом, и установлены на общей опорной раме. Выключатель на напряжение 110 кВ имеет обыкновенный пружинный привод. Шкафы управления выключателя, разъединителя и вторичных выводов трансформаторов тока расположены на передней части модуля.

Трехпозиционные переключатели имеют общий приводной механизм.

В блоке выключателя модуля возможен вариант выполнения контактной системы с двумя подвижными контактами, что позволяет сделать привод менее энергозатратным, особенно при отключении токов короткого замыкания.

Конструктивное решение для блоков разъединителя/заземлителя аналогично КРУЭ и оптимизировано с целью получения общих установочных размеров для трех разных типов разъединителей/

заземлителей: одиночный разъединитель; комбинированный разъединитель/заземлитель; комбинированный заземлитель/разъединитель/заземлитель (см. рис. 13).

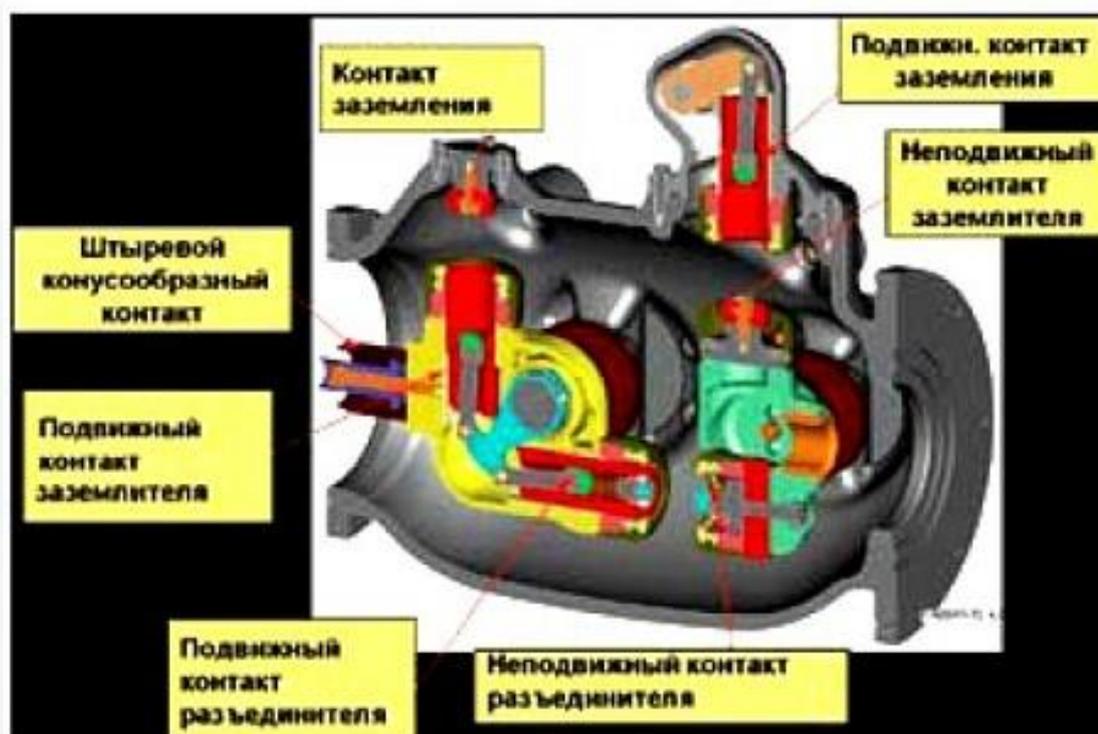


Рис. 13

Так как для комбинации заземлителя и разъединителя применено устройство трехпозиционного выключения, предусмотрена блокировка между этими элементами, в дополнительной блокировке нет необходимости.

Схема управления устройством ориентирована на типовую схему управления. Каждый отдельный элемент подключен к системе управления ОРУ. Компактное распредустройство оборудовано трансформаторами тока преобразовательного типа. Количество вторичных обмоток (в зависимости от их параметров) для релейной защиты, измерения и учета электроэнергии может варьироваться. Трансформаторы тока располагаются между выключателем и разъединителем/заземлителем, что аналогично их расположению в открытых распредустройствах. Для предотвращения тока утечки через корпус в случае внутреннего повреждения в конструкции предусмотрен изолирующий зазор (см.рис. 14).

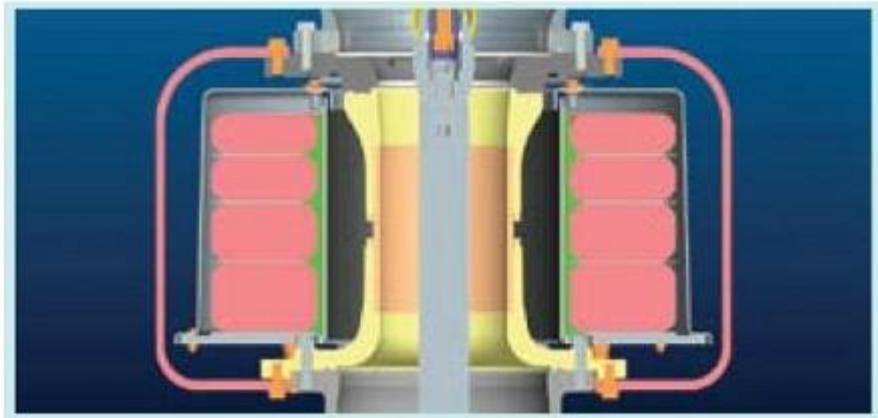
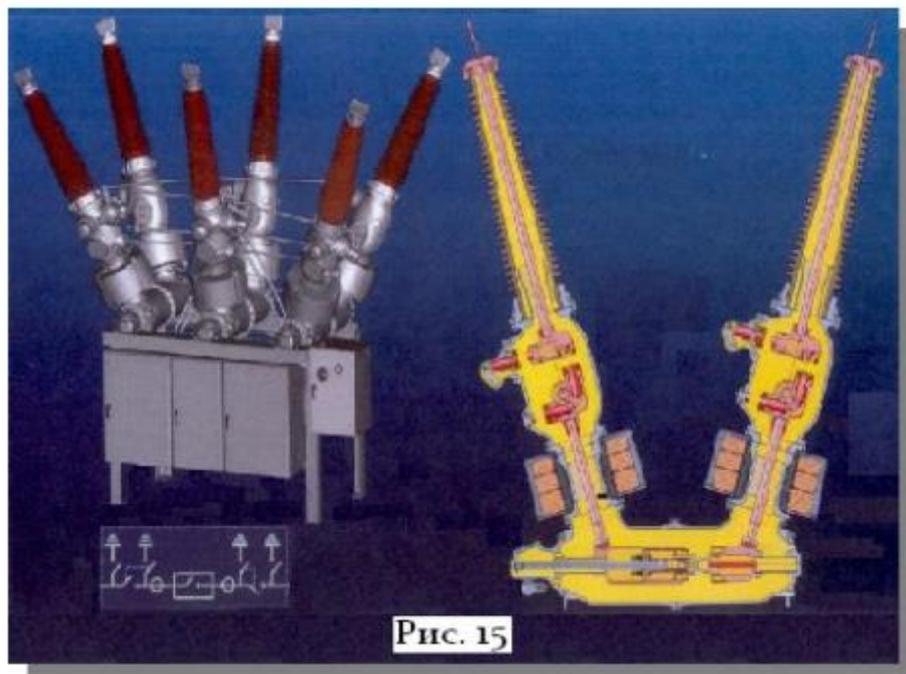
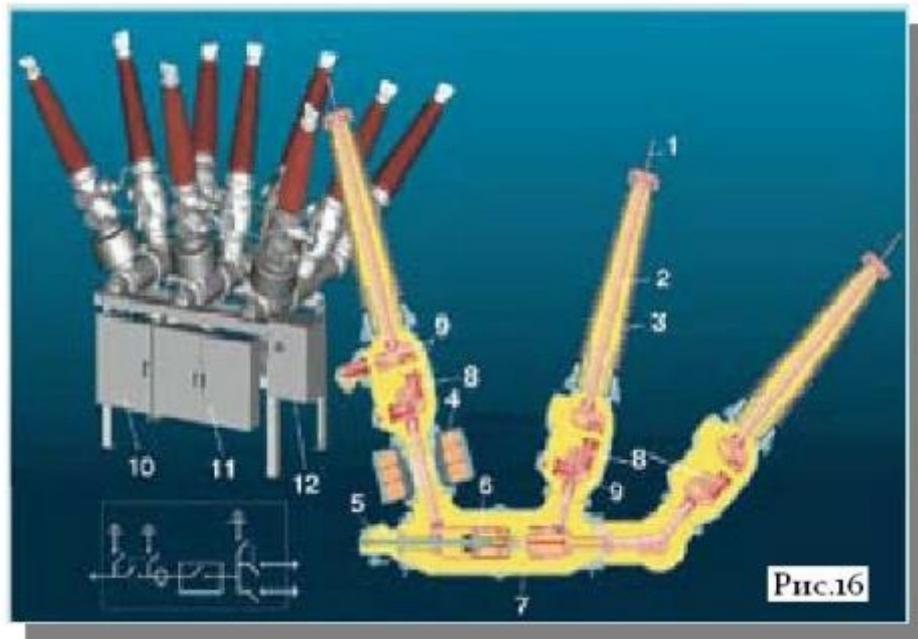


Рис.14

Компактное распределительное устройство присоединяется к воздушным линиям и сборным шинам ОРУ посредством вводов с элегазовой изоляцией. Кабель и экранирующий электрод крепятся внутри высоковольтного ввода. Изолятор изготовлен из фарфора или композиционного материала с основной частью из эпоксидного стеклотекстолита и юбкой из кремнийорганического каучука.

На рис. 15, 16 показаны варианты исполнения модуля для реализации схем подстанций с одиночной или двойной системой шин.





- На рисунке 16:
- 1-аппаратный вывод;
 - 2 - проводник;
 - 3 - изолятор ввода;
 - 4 - трансформаторы тока;
 - 5 - предохранительная мембрана;
 - 6 - дугогасительная камера;
 - 7 - корпус выключателя;
 - 8 - разъединитель;
 - 9 - заземлитель;
 - 10 - шкаф с выводами трансформатора тока;
 - 11 - шкаф управления систем выключателя;
 - 12 - привод.

При необходимости, возможна установка газоизолированных высоковольтных вводов. Возможно разделение модулей на герметичные функционально автономные отсеки, то есть секции выключателя и разъединителя могут быть разделены газоизолированными перегородками. Таким образом, при установке устройства на ОРУ с двойной системой шин при повреждении на одной из шин или в одном разъединителе сохраняется возможность управления второй шиной.

Давление элегаза в отсеках находится под постоянным мониторингом при помощи датчиков плотности с индикатором — при любой неполадке немедленно срабатывает сигнализация.

При транспортировке фазные модули высокой заводской готовности помещаются в стандартный автомобильный контейнер.

Полная сборка одного устройства занимает несколько часов. Контрольные послемонтажные испытания аналогичны проводимым для баковых выключателей. Они ограничиваются механическим испытанием компонентов устройства, проверкой давления газа и функциональной проверкой контрольного и вспомогательного оборудования. Так как модули заполняются элегазом перед отгрузкой, после монтажа необходимо только осуществить подкачку давления элегаза до рабочего значения. Высоковольтное компактное распределительное устройство, являясь промежуточным звеном в ряду оборудования для распределительных устройств между открытыми распределительными устройствами (КРУЭ), позволяет сэкономить на стоимости оборудования при строительстве ПС в черте города, так как такие решения дешевле КРУЭ, уменьшить объем элегаза, используемого при заправке оборудования, а так же увеличить уровень безопасности персонала.

Блоки компактных элегазовых распределительных устройств наиболее целесообразно использовать в условиях повышенного атмосферного загрязнения (при расположении ПС вблизи промышленных предприятий) и в городах, где значительна стоимость земли, при необходимости экономии площадей распределительных устройств. Еще одним направлением применения модулей могут стать проекты расширения существующих ОРУ подстанций, ограниченных в площадях, и реконструкции энергообъектов, на которых режимы сети позволяют только краткосрочное отключение оборудования при проведении строительно – монтажных работ.

К недостаткам компактных модулей можно отнести невозможность выполнения ремонта какого-либо из аппаратов в отдельности (хотя уже существуют варианты и с независимыми газонаполненными отсеками), а также то, что заправка данного оборудования смесью газов (элегаз – хладон) для обеспечения эксплуатации в условиях низких температур (до – 55 С° при исполнении УХЛ 1) требует проведения большего объема работ в случае утечки.

В России компактные модули уже прошли сертификацию или она находится в стадии завершения, что позволит вскоре применять подобные устройства, как при новом строительстве, так и при реконструкции ПС.

12.5 Компоновочные решения для ПС 35/6 (10) кВ с применением ЗРУ ВН блочной конструкции

На данный момент времени, как при новом строительстве, так и при реконструкции, наиболее широко используется вариант компоновки ПС 35/6 (10) кВ с применением ОРУ, в том числе блочного исполнения. Такие ПС удобнее обслуживать, но они занимают большую территорию. Модуль обеспечивает экономию до 40 % площади по сравнению с ОРУ, оборудованными баковыми выключателями со встроенными ТТ и до 70 % площади ОРУ с колонковыми выключателями.

Необходимость решения задачи по строительству ПС 35/6 (10) кВ в условиях недостаточных площадей под застройку ОРУ и/или сжатых сроков строительства потребовала создания подстанций 35 кВ закрытого типа.

Подстанции с ЗРУ можно размещать максимально близко к центру нагрузок в условиях плотной городской застройки, занимая меньшую территорию (см. рис. 17, 18).

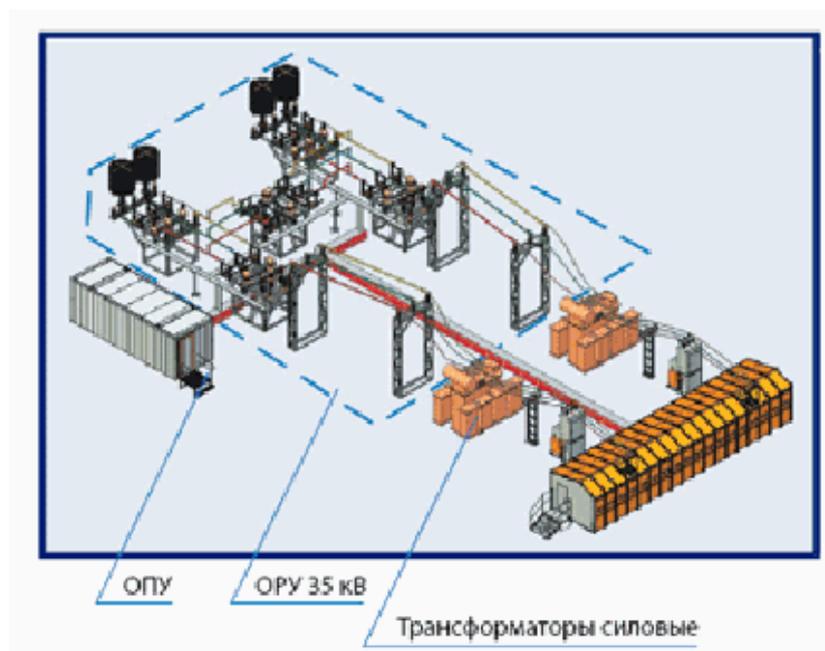


Рис. 17

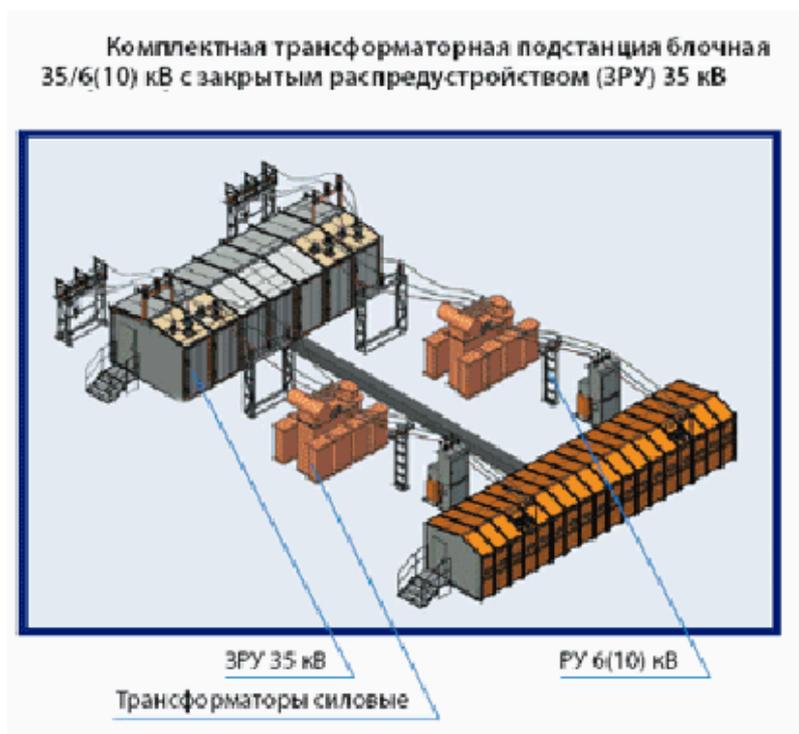


Рис.18

Кроме того, у таких ПС есть и целый ряд экологических преимуществ, в т.ч. таких как отсутствие шумового и электромагнитного воздействия на окружающую среду. С точки зрения стоимости, затраты на производство подстанций на 35 кВ с ОРУ и ЗРУ примерно одинаковы.

Комплектная блочная трансформаторная подстанция с закрытым распределительным устройством 35 кВ имеет высокую степень заводской готовности к

монтажу на объекте и состоит из следующих элементов: силовые трансформаторы; закрытое распределительное устройство 35 кВ; комплектное распределительное устройство 6 (10) кВ; жесткая и гибкая ошиновка, возможно применение литых токопроводов; кабельные конструкции; общеподстанционный пункт управления (ОПУ); осветительные устройства; фундаменты; грозозащита; заземление; ограды.

Климатическое исполнение и категория размещения распределительных устройств высшего и низшего напряжения – У1 или УХЛ 1 по ГОСТ 15150. Блок ЗРУ 35 кВ состоит из высоковольтной части - ячеек наружной установки, смонтированных на жесткой раме и объединенных коридором обслуживания. Ячейки закрыты металлической защитной оболочкой и соединены между собой с помощью болтовых соединений (см. рис. 19, 20).

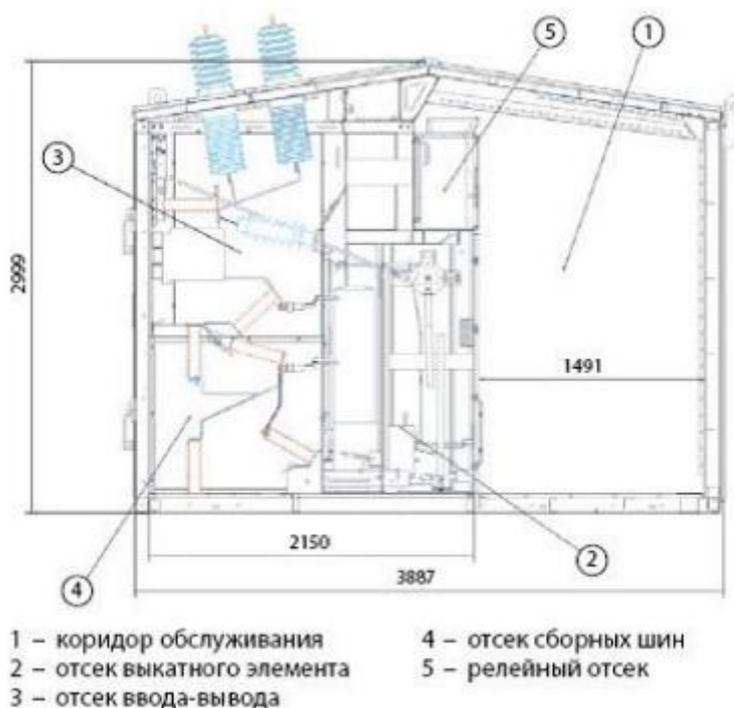


Рис. 19



Рис. 20

Защитная оболочка ЗРУ исполнения УХЛ1 имеет двойные стенки с теплоизолирующими элементами из негорючего утеплителя. Предусмотрена система обогрева, освещения и вентиляции. Высоковольтная часть блока разделена вертикальными перегородками, в которых размещено высоковольтное оборудование и аппаратура вспомогательных цепей.

Помимо исполнения РУ 35 кВ с ячейками наружной установки существует вариант с применением специального утепленного электротехнического контейнера (возможно размещение до 10 ячеек внутренней установки в одном контейнере), в котором смонтировано все основное и вспомогательное оборудование распределительного устройства.

РУ поставляется на место установки подстанций транспортными блоками (блок – одна камера). Возможна реализация следующих схем электрических соединений ПС: 35 - 4Н, 35 - 5Н, 35 - 5АН, 35 - 9.

РУ 6(10) кВ может выполняться в следующих вариантах:

- а) в виде КРУН серии К-59 с коридором обслуживания;
- б) в виде блочно-модульного здания типа «сэндвич» с ячейками внутренней установки, что является более предпочтительным вариантом с

точки зрения эксплуатации; ОПУ, с установленными в нем панелями СН, защиты, сигнализации и управления, аппаратурой связи, телемеханики и противоаварийной автоматики, согласно проектному решению может находиться в отдельном блочно-модульном здании типа «сэндвич» или в помещении ЗРУ 35 кВ.

Применение ЗРУ 35 кВ в виде блочно - модульного здания позволит сократить сроки строительства ПС и площадь, занимаемую оборудованием, а так же повысить удобство обслуживания и надежность электроснабжения потребителей.

В тоже время, существуют возможности для дальнейшего развития и усовершенствования разработанных компоновок таких ПС в части применяемого оборудования и материалов. Речь идет, прежде всего, о применении сухих силовых трансформаторов (разработаны сухие трансформаторы мощностью до 10 МВА) и ТСН, что позволит полностью уйти от маслонаполненного оборудования, и еще больше снизить затраты на эксплуатацию и габариты ПС. Еще одно перспективное решение для таких объектов - применение литых токопроводов на стороне 35 и 10 кВ, что существенно повысит надежность электроснабжения и уровень безопасности персонала.

Данная разработка может быть применена при новом строительстве и комплексной реконструкции ПС уже сейчас. Выполнены все проектные решения для наиболее часто применяемых в распределительных сетях схем ПС, как в части первичных, так и вторичных соединений, и может понадобиться лишь незначительная их корректировка и доработка в плане установленного первичного оборудования, средств защиты и автоматики. Более подробная информация по ЗРУ 35 кВ, контакты заводов - изготовителей находятся на сайтах www.tulaavtomatika.ru, www.electroshield.ru.

13 АНАЛИЗ НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Для расчёта экономической эффективности инвестиций в проектируемую сеть необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии, полезный отпуск электроэнергии и срок окупаемости, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций и бизнес планирование проекта.

Для этого рассчитываются затраты на реализацию проекта, определяются источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производится расчёт экономической эффективности инвестиций в новое строительство, на основании которого делаются выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

13.1 Перечень оборудования

Основной задачей магистерской диссертации является разработка сети и технико-экономическое обоснование решений, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электроэнергией.

Также основные параметры определены в основной части проекта. На основании расчётов был выбран вариант сети на номинальном напряжении 110 кВ.

Таблица 22 – Основное оборудование ПС «Остров»

№	Оборудование	Марка	Мощность	Кол-во	Цена (тыс.руб)
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор	ТРДН	63	2	2x9000 (цены 2000 г.)
2	Выключатель	ВГУ-110-40/3150-У1	-	2	2x7300 (цены 2000 г.)
3	Разъединитель	РНДЗ.2-110/630У1	-	4	
4	Разъединитель	РНДЗ.1-110/630У1	-	6	
5	Трансформатор тока	ТВГ-110	-	6	

1	2	3	4	5	6
6	Трансформатор напряжения	НАМИ-110 У1	-	6	
7	Ячейки КРУН 6 кВ	К 29	-	13	2x500 (цены 2000 г.)

Необходимо строительство ВЛ от существующей ПС «Хехцир» до ПС «Остров» протяженностью 32 км.

Таблица 23 – Параметры воздушной линии

ВЛ	Длина, км	Кол-во цепей	Марка провода	Затраты на строительство с учетом монтажа и арматуры, тыс. руб. (цены 2000 г)
110 кВ	32	2	АС-240/32	32x1795

Цель разработки инвестиционного проекта заключается:

- в возможности большего числа потребителей;
- в увеличении пропускной способности сети.

13.2 Бизнес-план проекта

В данном разделе рассматривается бизнес-план расширения электрической сети. При этом предполагается строительство новой ПС «Остров» и воздушной линии «Хехцир»-«Остров» длиной 32 км. Данный бизнес-план рассчитывается для поддержания баланса денежных средств.

Рассчитывается эффективность следующих данных:

ΔK – разность денежных средств по капитальным вложениям;

$\Delta I_{ам}$ – разность денежных средств по расходам на амортизацию;

$\Delta I_{экс}$ – разность денежных средств по расходам на эксплуатацию и ремонт;

$\Delta I_{\Delta w}$ – разность денежных средств по расходам на затраты топливно-энергетических ресурсов;

ΔI_w – разность денежных средств по расходам на потери (здесь равна 0);
 ΔI_{np} – разность денежных средств по прочим расходам;
 $\Delta I_{зп}$ – разность денежных средств по расходам на заработную плату (в данном случае равна 0).

13.3 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 строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛΣ} + K_{ПСΣ}, \quad (72)$$

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

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

Расчет капиталовложений на сооружение и ВЛ

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.

Капиталовложение на сооружение ВЛ от ПС«Хехцир» до ПС «Остров» определяются:

$$K_{ВЛ} = \left[(\Sigma L \cdot k_{уд}) \cdot K_p \cdot K_{инф} \right] \cdot K_{КОР}, \quad (73)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции по Хабаровскому краю для цен 2000 г.,
равный 6,35;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 км линии /9/;

K_P – районный коэффициент для линий, равный 1,5 /8/;

$K_{КОР}$ – коэффициент коррекции, равен отношению 6,35/6,37;

$$K_{БЛ} = [(32 \cdot 1795) \cdot 1,5 \cdot 6,35] \cdot \frac{6,35}{6,37} = 545398,2 \text{ тыс. руб.}$$

При определении сметной стоимости строительства в текущем уровне цен применяется коэффициент 0,8 на строительные и строительномонтажные работы

$$K'_{БЛ} = 0,8 \cdot K_{БЛ}, \quad (74)$$

Таким образом,

$$K'_{БЛ} = 0,8 \cdot 545398,2 = 436318,6 \text{ тыс. руб}$$

Расчет капиталовложений на строительство ПС

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

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (75)$$

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, м²;

$K_p = 1.5$ – районный коэффициент для ПС /8/;

$K_{КОР} = 6,35/6.37$ – коэффициент коррекции;

$k_{ОСВ.УД.} = 100$ 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:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (76)$$

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

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя /9/;

$$K_{ОРУ} = 7300 \cdot 2 = 14600 \text{ тыс. руб.}$$

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:

$$K_{ТР} = \sum C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (77)$$

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

$n_{ТР}$ – количество силовых трансформаторов;

$$K_{TP} = 2 \cdot 9000 = 18000 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные затраты на компенсирующие устройства

$$K_{KV} = \sum C_{KVi} \cdot n_{KV}, \quad (78)$$

где C_{KVi} – цена одного КУ;

n_{KV} – количество КУ.

$$K_{KV} = 18 \cdot 300 = 5400 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на строительство подстанций определяются, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = \left[\left[(14600 + 18000 + 5400) \cdot (1 + 0.43) \right] \cdot 1.5 \cdot 6.35 \right] \cdot \frac{6.35}{6.37} + 4950 \cdot 0.1 = 516458,4 \text{ тыс. руб}$$

Вычисляем суммарное капиталовложение на сооружение сети:

$$K = K'_{БЛ.Σ} + K_{ПС.Σ} = 436318,6 + 516458,4 = 952777,0 \text{ тыс. руб.}$$

13.4 Расчет амортизационных отчислений

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

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (79)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (80)$$

Где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период /9/;

$$T_{сл} = 20 \text{ лет для ПС.}$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{952777,0}{20} = 47638,85 \text{ тыс.руб}$$

13.5 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (81)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0.63 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ /9/;

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций /9/; $\alpha_{P.O.ПС} = 3.7 \%$.

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ПС} = 0,037 \cdot 516458,4 = 19108,96$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (82)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 43,81 \text{руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии /постановление комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края/.

Потери электроэнергии	Значения потерь электроэнергии, МВт·ч:
Потери в ЛЭП, $\Delta W_{ЛЭП\Sigma}$	16078
Потери в трансформаторах, $\Delta W_{ТП\Sigma}$	2577
Потери в КУ, $\Delta W_{КУ\Sigma}$	426

Находим потери электроэнергии в схеме, МВт·ч:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{ТП\Sigma} + \Delta W_{КУ\Sigma} = 16078 + 2577 + 426 = 19081;$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети, тыс. руб.:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 19081 \cdot 45,38 \cdot 10^{-3} = 865,9$$

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

13.6.1 Организационная структура предприятия

Особенности технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии определяют профессиональную подготовку рабочих, инженерно-технического персонала, специалистов и руководителей, а также их структуру и расстановку на энергопредприятиях.

Структурное подразделение - самостоятельная часть звена управления (отдел, служба, участок), выполняющая определенные задачи управления на основе положения о структурном подразделении. Различают функциональные и производственные подразделения.

Организационная структура управления представляет собой определенную упорядоченность задач, ролей, полномочий и ответственности, создает условия для осуществления предприятием его деятельности и достижения установленных целей. Она развивается и изменяется под воздействием особенностей стратегии предприятия, его внутренней сложности и изменении во внешней среде. При этом различают два типа структур: иерархический тип, характерной особенностью которого является преобладание вертикальных связей и наличие жесткой декларативной формы управления; органический тип, основанный на преобладании вертикальных связей в системе управления, коллективной ответственности за результат. В энергетике преобладает преимущественно иерархический тип структур управления: дивизиональная, характерная для крупных территориально-распределенных энергетических предприятий (например, холдинга РАО «ЕЭС России» или оптовой генерирующей компании, оптовой сетевой компании и пр.)

13.6.2 Расчет численности производственного персонала участка сетевого района.

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам; в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей».

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия.

К функциям административно-управленческого персонала можно отнести, непосредственное управление организацией (заключение договоров, составление приказов по предприятию и т.д.), подбор персонала, и т.д.

Первоначально определяем объемы работ в условных единицах по линиям и подстанциям.

Таблица 24 – Объемы работ в условных единицах

Напряжение	Кол-во усл. ед. на 100 км линии	Кол-во единиц, км	Кол-во усл. ед.
ЛЭП			
110 кВ (2-цепные)	85 усл. ед.	32	27,2
Итого по ЛЭП: 27,2 усл. ед.			
Подстанции			
110 кВ	105 усл. ед.	1	105
Итого по подстанциям: 105 усл. ед.			
Силовые трансформаторы			
110 кВ	7,8 усл. ед.	2	15,6
Итого по СТ: 15,6 усл. ед.			
КТПБ			
10 кВ	5,2	1	5,2
Итого по КТПБ: 5,2 усл. ед.			
Итого 153,0			

Таблица 25 – Определение численности рабочих, обслуживающих электрическую сеть

Показатель	Ед. измерения	Кол-во ед.	Нормативная численность	k ₁	k ₂	Всего
ВЛЭП – 110 кВ, опоры стальные	км	32	0,84	1,33	1,01	0,361
ПС 110 кВ	ед.	1	1,22	1,09	–	0,013
Силовой трансформатор 110 кВ	ед.	2	8.25	1,18	1,01	0,098
110 кВ: Присоединения с элегазовыми выключателями и	ед.	2	3,66	1,18	1,01	0,087
Рабочие по исп. изоляции	–	–	4	1,07	–	0,04
Рабочие по ремонту и тех. обслуживанию СДТУ	–	–	1	1,07	–	0,011
Рабочие по эксплуатации АСУ	–	–	1	–	–	0,01
Рабочие по уборке помещений	–	–	3	–	–	0,03
Число работников по эксплуатации РЗ и А	–	–	6	1,07	–	0,064

Таблица 26 – Определение численности инженерно-технических работников (ИТР)

Подразделение (отдел)	должность	Численность, чел
1	2	3
Численность инженеров по нормированию	инженер	0,1

Продолжение таблицы 26

1	2	3
Комплектование кадров, мобилизационная работа, ГО	инженер	-
Оперативное, ТО и ремонт подстанций	инженер	0,1
Ремонт и ТО п/ст	мастер (старший мастер)	0,1
ТО и ремонт ВЛ	инженер	0,1
ТО и ремонт ВЛ	мастер (старший мастер)	0,1
Испытание изоляции и защита от перенапряжений	инженер	0,2
ТО и ремонт РЗиА	инженер	0,2
ТО и ремонт ДУ и ТУ	инженер	0,2
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	инженер	0,2
Ремонт строительной части подстанций и производственных помещений	мастер (старший мастер)	0,1

Таблица 27 – Определение численности административно-управленческого персонала (АУП)

Функция управления	Численность, чел
Общее руководство	0.1
Производственно техническая деятельность	0.1
Обеспечение надежности ТБ и охраны труда	0.2
Общее делопроизводство	0.1
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	0.1
Итого	1 человек
Всего по предприятию	3 человека

13.6.3 Штатная численность персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники - это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия.

К функциям административно-управленческого персонала можно отнести, непосредственное управление организацией (заключение договоров, составление приказов по предприятию и т.д.), подбор персонала, расстановка персонала, обеспечение работающих социальными гарантиями, организация труда и отдыха и т.д. Заработная плата – это цена использования труда.

13.6.4 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.

Определяем среднемесячную заработную плату для заданного региона.

Данные по заработной плате указаны на 2015 год.

$ZП_{СМ.НАЧ.} = 54860 \text{ руб}$ – для Москвы, для отрасли электроэнергетики, производство и передача электроэнергии.

$$ZП_{СМ.НАЧ.}^{М.обл.} = 31739 \text{ руб (Московская область);}$$

$$ЗП_{СМ.НАЧ.}^{Хаб.край} = 25240 \text{ руб (Хабаровский край)}.$$

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = ЗП_{СМ.НАЧ.} \cdot \frac{ЗП_{СМ.НАЧ.}^{Хаб.край}}{ЗП_{СМ.НАЧ.}^{М.обл.}} = 54860 \cdot \frac{25240}{31739} = 43626 \text{ тыс.руб} \quad (83)$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ.} = 3 \cdot 12 \cdot 43626 = 1570,5 \text{ тыс.руб} \quad (84)$$

13.7 Расчет страховых взносов

С 1.01.2012 произошло увеличение размера страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования до 34 % от фонда оплаты труда работников.

Таким образом, размер страховых взносов составляет

$$СВ = 0,342 \cdot \Phi ЗП = 0,342 \cdot 1570,5 = 537,1 \text{ тыс.руб / год} \quad (85)$$

13.8 Расчет прочих затрат

Прочие расходы рекомендуется определять по формуле, тыс. руб./год/8/:

$$И_{\text{ИП}} = 0,3 \cdot (И_{\text{Р.О.}} + И_{\text{АМ}} + И_{\Delta W} + СВ + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot К \quad (86)$$

$$И_{\text{ИП}} = 0,3 \cdot (19108,96 + 47638,85 + 865,9 + 537,1 + 1570,5) + 0,03 \cdot 952777,0 = 49499,7$$

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

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I}{W}, \quad (87)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;
 I – издержки.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = \Sigma P_{cp.год} \cdot T_{Г} \quad (88)$$

где $\Sigma P_{cp.год}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия;
 $T_{Г}$ - число часов в году;

Нагрузка, отпускаемая в сеть потребителю:

$$W = 70 \cdot 8760 = 613200 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{P.O.} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + СВ + I_{ПП} \quad (89)$$

$$I_{\Sigma} = 47638,85 + 19108,96 + 865,9 + 1570,5 + \\ + 573,1 + 49499,7 = 119257,0 \text{ тыс. руб}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии, руб./кВт·ч:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{122082,3}{613200} = 0,20;$$

$$C_{перед} = \frac{I_{\Sigma} - I_{\Delta W}}{W} = \frac{122082,3 - 865,9}{613200} = 0,198;$$

Таблица 28 Издержки проекта

№	Название издержек	Обозначение издержек	Стоимость (тыс. руб.)
1	Ежегодные издержки на амортизацию	I_{AM}	47638,85
2	Стоимость потерь электроэнергии	$I_{\Delta W}$	865,9
3	Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования	$I_{P.O.}$	19108,96
4	Прочие расходы	I_{PP}	49499,7
5	Отчисления, зачисляемые в Федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды	СВ	753,1
6	Фонд заработной платы	$\Phi ЗП$	1570,5

13.10 Расчет экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Простой срок окупаемости:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK-П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK-П}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (90)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{амt}$ – амортизационные отчисления.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{OK-II} = \frac{K}{\Pi_{qt} + I_{AM-t}} \quad (91)$$

Выручка от реализации продукции в год t рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{процt}, \quad (92)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{процt}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятой 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность. Определяется по формуле:

$$K_{обт} = 0.02 \cdot K_t + 0.1 \cdot I_{\Sigma t} + 0.02 \cdot 0.3 \cdot K_t \text{ тыс.руб} \quad (93)$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (94)$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot a, \quad (95)$$

где a – налог на прибыль, равный 20 %.

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - Н_t + И_{амt}; \quad (96)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - И_t - Н_t - K_t + K_{лик.t} = П_{ч.т} + И_{м.т} - K_t + K_{лик.t} \quad (97)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

$K_{лик.t}$ – ликвидационная стоимость объекта.

13.10.1 Методы определения экономической эффективности инвестиций

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия - эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \quad (98)$$

где T_p – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

E – норматив дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. примерно $E=10\%$), о.е.

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к дисконтированной величине инвестиций (K_D):

$$Re_H = \frac{ЧДД}{K_D}; \quad (99)$$

$$K_D = \sum_{t=0}^{Tp} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}; \quad (100)$$

13.11 Расчет финансовой состоятельности проекта

Производственные запасы ($K_{зан.t}$) можно определить по формуле:

$$K_{зан.t} = 0.02 \cdot K_t; \quad (101)$$

Дебиторская задолженность ($K_{деб.t}$) в год t :

$$K_{деб.t} = 0.1 \cdot O_{pt}; \quad (102)$$

где O_{pt} - стоимостная оценка результатов деятельности СЭС в год t без НДС.

Краткосрочная дебиторская задолженность может быть определена по формуле:

$$K_{крз.t} = 0.3 \cdot K_{зан.t}; \quad (103)$$

Оборотный капитал в заданный год определяется по формуле:

$$K_{об.t} = K_{зан.t} + K_{деб.t} + K_{крз.t} \quad (104)$$

Прирост оборотного капитала в год t определяется по формуле:

$$\Delta K_{об.t} = K_{об.t} - K_{об.t-1}, \quad (105)$$

где $K_{об.t}$ - оборотный капитал в год t, руб.;

$K_{об.t-1}$ - оборотный капитал в год, предшествующий году t, руб.

Прирост текущих активов в год t определяется по формуле:

$$\Delta K_{ма.t} = (K_{зан.t} + K_{деб.t}) - (K_{зан.t-1} + K_{деб.t-1}); \quad (106)$$

где $K_{зан.t}$, $K_{зан.t-1}$ – производственные запасы в год t и в предшествующий год соответственно, руб.;

$K_{деб.t}$, $K_{деб.t-1}$ – дебиторская задолженность в год t и в предшествующий год – соответственно, руб.

Инвестиции в основной и оборотный капитал в год t определяются по формуле:

$$K_{ин.t} = K_t + \Delta K_{ма.t}; \quad (107)$$

Указанные выше формулы финансовой отчетности основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из них представляет собой информацию в законченном виде, но отличную с другой стороны. Для акционеров будущего предприятия наибольший интерес представляет отчет о прибыли, тогда как кредитов – отчет о движении денежных средств и балансовый отчет

Расчет финансовой состоятельности проекта приведен в приложении

13.12 Заключение по проведенным расчетам

В связи со строительством подстанции «Остров» была произведена оценка экономической эффективности данного инвестиционного проекта.

В организационно – экономической части магистерской диссертации изучен юридический статуса объекта, разработан бизнес-план, рассчитаны капитальные вложения с учетом установки нового оборудования, амортизационные отчисления, эксплуатационные издержки, расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала, единого социального налога и прочих затрат. Сравнение единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Хабаровского края с полученными при расчётах тарифами отражает высокую эффективность инвестиций. Себестоимость передачи и распределения электроэнергии составила 0,20 руб./кВт·ч.

В целом затраты на осуществление проекта составили 1061856,6 тыс. руб.

Осуществление строительства проекта повлечет за собой приток туристов, что благоприятно скажется на социальном и туристическом развитии края и региона в целом. Приток туристов обеспечит приток капитала, что повлечет рост экономики.

Окупаемость проекта составляет 10 лет, что является инвестиционно-привлекательным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации рассматривается тема «Развитие Хабаровских электрических сетей напряжением 110 кВ в связи со строительством воздушной линии Хехцир-Остров». Реконструкция заключалась в выборе наиболее оптимального варианта для ввода ПС «Остров» (строительство новой двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС «Остров»). Для воздушной линии выбрана марка провода. Рассчитаны токи короткого замыкания для выбора основного силового оборудования подстанции «Остров»: силовых трансформаторов, выключателей, измерительных трансформаторов, трансформаторов тока, напряжения, ОПН, жестких шин. Рассчитано заземление и молниезащита подстанции, релейная защита трансформатора.

В специальном вопросе магистерской диссертации рассматривались новые компоновочные решения ПС.

В организационно-экономической части определили срок окупаемости проекта – 9 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. www.techliter.ru
2. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, 2014г.
3. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
4. Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
5. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
6. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)». – М. : Минэнерго, 2007. – 59 с.
7. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001г. № 526
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799
9. Основные положения (Концепция) технической политики в

электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291

10. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

11. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35

12. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.

13. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ Минэнерго России № 326 от 30 декабря 2008 г

14. Воротницкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. // Современные методы и средства расчёта, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Материалы международного семинара. – М.: НЦ ЭНАС, 2000

15. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

16. Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высш.шк., 1989. – 127 с.

17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003

18. Воротницкий В.Э., Загорский Д.Г., Апрытник В.Н., Западинов В.А. Расчет, нормирования и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. – 2000. - №5.

19. Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ РД 34.20.504-94

20. Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008)
21. ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.
22. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.
23. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
24. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
25. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, от 30.12.2008 г. № 326
26. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010
27. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация/ под ред. А. Богущкого, А. З. Гамма, И. В. Жежеленко. – Гливице; Иркутск, 1988. – 249 с.
28. Постановление Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009г. №823
29. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
30. РД34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 35 с.

31. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред.В.Г.Герасимова и др. – 8-е изд., испр.и доп. – М.: МЭИ, 2002 – 964 с.