

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением Целлюлозно-бумажного комбината города Амурск.

Исполнитель  
студент группы  
242-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Ковтун

Руководитель  
доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Нормоконтроль  
доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ковтун Даниила Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением Целлюлозно-бумажного комбината города Амурск  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва Алла Георгиевна, доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Ковтун \_\_\_\_\_

Имя Даниил \_\_\_\_\_

Отчество Андреевич \_\_\_\_\_

Специальность Электроэнергетические системы и сети  
\_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы Развитие электрических сетей  
Хабаровского края в связи с подключением Целлюлозно-бумажного комбината  
города Амурск

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

---

---

---

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_

### Список использованных сокращений:

п/ст - подстанция;

РПН - устройство регулирования под нагрузкой;

КУ - компенсирующее устройство;

НН - низкое напряжение трансформатора или автотрансформатора;

ВН - высокое напряжение трансформатора или автотрансформатора;

СН - среднее напряжение трансформатора или автотрансформатора;

ВЛ - воздушная линия;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

ЗРУ - закрытое распределительное устройство;

ОВН - обмотка высокого напряжения;

ОНН - обмотка низкого напряжения;

ОСН - обмотка среднего напряжения;

min - режим минимума;

max - режим максимума;

ЛЭП - линия электропередачи;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение.

## ВВЕДЕНИЕ

Река Буря образуется от слияния Правой илевой Буреи и двумя рукавами впадает в р. Амур. Длина реки от слияния 623 км. Бассейн реки покрыт в основном хвойно-широколиственными и смешанными лесами, в нижнем течении расположены лесостепи и степи.

Климатические и гидрогеологические условия:

В районе проектируемого гидроузла климат муссонный. Зимой преобладает ясная и морозная погода. Высота снежного покрова незначительна. Летом увеличивается скорости ветра, облачность, влажность и количество выпадаемых осадков. Осенью облачность и осадки уменьшаются.

Средняя годовая температура воздуха -3,5 С.

Самый холодный месяц январь(-31 ).

Абсолютный минимум -53 и -58 в феврале.

Самый теплый месяц июль. Средняя температура + 19.

Абсолютный максимум +41.

Переход среднесуточной температуры через 0 происходит в середине октября и апреле. Около 185 дней в году бывает температура выше 0.

Средняя годовая относительная влажность 75%.

Средняя годовая скорость ветра 0.9- 1.2 м/с.

В году бывает в среднем 32 дня с грозой, 1 день с метелью, 73 дня с туманом, 3 раза в 10 лет с изморозью. Иней и гололед незначительны.

Средняя продолжительность гроз 46 часов.

Основной источник питания реки – дожди (50-70% общего годового стока). Водный режим характеризуется небольшим весенним половодьем и низкой зимней меженью.

Район строительства на карте сейсмического районирования относится к 6-бальной системе. Все сооружения рассчитаны на сейсмику 7 баллов с проверкой 8 баллов.

Район по гололеду – II.

По данным Ленгидропроекта на НБГЭС намечается установка четырех гидроагрегатов мощностью 107 МВт каждый.

В соответствии со “Схемой выдачи мощности Нижнебурейской ГЭС” выдача мощности определена на напряжениях 220, 110 кВ:

- блок Г-Т №1 присоединяются к шинам 110 кВ, а блоки №2 - №4 к шинам 220 кВ;
- на Нижнебурейской ГЭС намечена установка АТ 110/220 кВ 125 МВА.

## 1.ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛЭП 220 НБГЭС-ПОЯРКОВО

В связи со созданием в КНР новой электросбытовой компании, которая собирается закупать электроэнергию в России, возникла необходимость в дополнительном перетоке мощности в Благовещенский район , и как следствие в строительстве новых линий. Одна из таких линий это линия от Нижнебурейской ГЭС на Благовещенск через подстанцию Поярково, Варваровка. На подстанции Поярково данная линия необходима еще и как резерв транзита по 110кВ.



## 2. ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПС

Проектируемая ПС 220/110/35/10 кВ Поярково предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей на юге Амурской области.

В настоящее время электроснабжение района осуществляется от подстанций 110/35/10 кВ Поярково, Слава, Михайловка, Винниково, Угольная по сетям 35/110 кВ.

Отчетная максимальная электрическая нагрузка района в 1989 г. составила 14,3 МВт. Ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих ВЛ 110 кВ. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 110 кВ в период зимнего максимума потребуются ограничение части потребителей.

Электрическая нагрузка потребителей, питание которых намечено от шин 110, 35 и 10 кВ проектируемой ПС, приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Электрическая нагрузка потребителей

Потребитель	Нагрузка по годам в МВт	
	1995 г	2010 г
1	2	3
Шины 110-35 кВ		
Пс Винниково	4,3	5
Пс Варваровка	7,1	10
пс Михайловка	7,8	9

пс Слава	2,6	4
----------	-----	---

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Итого:	21.8	28
в т. ч электродотельные	13.2	20,8
Шины 10 кВ		
Сельское хозяйство	1,0	2,5
Электродотельные	2,4	4,9
Бункера	1,4	2,9
Комбыт	0,5	2,5
Прочии	1,0	2,0
итого:	6,3	12,6
в т. ч электродотельные	3,4	3,4
Всего по пс Поярково	9.7	16

С учетом применения электронагревательных установок в сельском хозяйстве максимальная нагрузка проектируемой подстанции будет иметь место в период зимнего максимума энергосистемы.

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в Михайловском районе Амурской области, значительным ростом электрической нагрузки проектируется, с последующим вводом в работу, подстанция 220/110/35/10 кВ Поярково, которая является основным объектом в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей.

Исходя из величин электрической нагрузки, на подстанции предусматривается установка двух автотрансформаторов мощностью по 32 МВА.

От подстанции предусматриваются выход следующих линий 220-110 кВ.  
Данные по линиям сведем в таблицу 2

Таблица 2 – Линии от подстанции  
На напряжении 220 кВ

1. На подстанцию Варваровка	1 линия
2. От Нижнебурейской ГЭС	1 линия

На напряжении 110 кВ

1. На подстанцию Слава	1 линия
2. На подстанцию Винниково	1 линия
3. На подстанцию Михайловка	1 линия

Типовые схемы узловых подстанций:

Схема с одной секционированной системой шин применяется на двух трансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением до 110кВ и иногда и 220 кВ. Эта схема и схема “мостика” отмечаются экономичностью, так как не требуют большого количества оборудования, благодаря чему упрощается обслуживание, обеспечивается резервирование питания отходящих линий и не приходится производить сложные оперативные переключения. Недостатки при выводе линейных выключателей в ремонт линии необходимо отключить. Схема с двумя основными одной обходной системами шин позволяет, благодаря наличию обходной системы шин и обходного выключателя, производить ремонт любого выключателя без

отключения присоединения, однако схема не экономична для данного числа присоединений.

Для данного проекта на напряжение 220 кВ выбираем схему “четырёхугольника” с использованием двух выключателей на каждое присоединение. Данная схема идеально подходит по числу присоединений, обеспечивает пропуск потоку мощности на автотрансформаторы. Эта схема дает возможность расширения подстанции, а также довольно-таки проста и экономична.

Учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств, смотри таблицу3 :

Таблица 3 - Схемы распределительных устройств

220 кВ - Четырёхугольник

110 кВ - Две рабочие и одна обходная системы шин

10 кВ - одна рабочая, секционированная выключателем, система шин

35 кВ- Мостик

### 3. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режимы потребления электрической энергии отдельных потребителей характеризуются графиками электрических нагрузок, отражающими изменения потребляемой мощности в течение суток или года. С учетом применения электронагревательных установок в сельском хозяйстве максимальная нагрузка проектируемой подстанции будет иметь место в период зимнего максимума энергосистемы. Следовательно, трансформаторы больше всего загружены зимой. Построение графиков будет производиться только для зимнего времени года.

Значения мощности в каждый интервал времени суток  $t_1-t_2$  при этом определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{\dot{K}U}^{(t_1-t_2)} &= P_*^{(t_1-t_2)} \cdot P_{\max} \\ Q_{\dot{K}U}^{(t_1-t_2)} &= Q_*^{(t_1-t_2)} \cdot Q_{\max} \end{aligned} \right\} (1)$$

Построение зимних суточных графиков производиться с помощью характерных ступенчатых графиках активной и реактивной мощности. Для ПС Поярково эти графики приведены в таблице 2. Зимние суточные графики нагрузки позволяют определить потребляемую мощность  $P_{\max}+jQ_{\max}$  и  $P_{\min}+jQ_{\min}$  и соответствующие интервалы времени суток  $t_{\max}$  и  $t_{\min}$ .

Таблица 4 – Суточные графики нагрузок

Часы суток	Относительные мощности нагрузки по сторонам			
	$P_{*110}$	$Q_{*110}$	$P_{*10}$	$Q_{*10}$
1	2	3	4	5

0	0,85	0,85	0,91	0,93
1	0,85	0,85	0,91	0,93
2	0,82	0,85	0,82	0,83

Продолжение таблицы 4.

1	2	3	4	5
3	0,83	0,85	0,91	0,93
4	0,92	0,85	0,92	0,93
5	0,83	0,85	0,92	0,93
6	0,84	0,85	0,78	0,79
7	0,83	0,85	0,80	0,84
8	0,85	0,85	0,82	0,84
9	0,23	0,85	0,30	0,30
10	0,23	0,24	0,31	0,31
11	0,81	0,24	0,83	0,84
12	0,94	0,24	0,95	0,97
13	0,86	0,24	0,97	0,98
14	0,96	0,24	0,88	0,98
15	0,86	0,24	0,29	0,30
16	0,69	0,24	0,31	0,30
17	0,69	0,24	0,31	0,30
18	0,75	1,00	0,96	0,97
19	0,85	1,00	0,89	0,92
20	0,95	1,00	0,85	0,87
21	1,00	1,00	1,00	1,00
22	0,96	1,00	0,98	0,98
23	0,86	1,00	0,96	0,97

24	0,86	1,00	0,93	0,93
----	------	------	------	------

По заданным значениям  $P_{max}$ , приведенных в таблице 1, построим графики нагрузок в именованных единицах для автотрансформатора и трансформатора, произведя расчет по формулам (1).

Таблица 5 – Суточные графики нагрузок автотрансформаторов и трансформаторов на ПС Поярково.

Часы суток	Мощность нагрузки, МВА					
	$P_{110}$	$Q_{110}$	$P_{10}$	$Q_{10}$	$S_{атр.}$	$S_{тр.}$
0	19,6	15,8	7,64	7,81	23,71	10,93
1	19,6	15,8	7,64	7,81	23,71	10,93
2	19,6	15,8	6,89	6,97	19,73	9,80
3	19,4	15,8	7,64	7,81	21,78	10,93
4	19,4	15,8	7,73	7,81	21,85	10,99
5	19,4	15,8	7,73	7,81	21,85	10,99
6	19,5	15,8	6,55	6,64	21,19	9,33
7	19,4	15,8	6,72	7,06	20,6	9,74
8	19,6	15,8	6,89	7,06	22,67	9,86
9	12,6	15,8	2,52	2,52	16,18	3,56
10	12,6	11,63	2,60	2,6	13,56	3,68
11	19,2	11,63	6,97	7,06	16,13	9,92
12	20,7	11,63	7,98	8,15	25,83	11,40
13	19,8	11,63	8,15	8,23	19,10	11,58
14	20,54	11,63	7,39	8,23	19,50	11,06
15	19,8	11,63	2,44	2,52	19,33	3,50
16	17,83	11,63	2,60	2,52	18,51	3,62
17	17,83	11,63	2,60	2,52	18,51	3,62

18	18,57	14,8	8,06	8,15	17,98	11,46
19	19,6	14,8	7,48	7,73	18,29	10,75
20	20,40	14,8	7,14	7,31	25,60	10,22
21	21,41	14,8	8,40	8,40	27,62	11,46
22	20,54	14,8	8,23	8,23	25,54	10,75
23	19,8	14,8	8,06	8,15	18,94	11,46
24	19,8	14,8	7,64	7,81	18,40	10,93

где:  $S_{атр}$  – нагрузка автотрансформатора 220/110 кВ;

$S_{тр}$  – нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ;

$$S_{\square p} = \sqrt{(P_{110} + P_{10})^2 + (Q_{110} + Q_{10})^2} \quad (2)$$

$$S_{\square p} = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2}$$

Проектируемая мощность трансформатора выбирается из условия допустимой аварийной перегрузки на 40% на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течении 5 суток. При этом коэффициент начальной нагрузки трансформатора должен быть:

$$K_{нн} \leq 0,93.$$

Значение  $K_{нн}$  вычисляется :

$$K_{нн} = \frac{1}{S_{ном. т}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2}{m}} \quad (3)$$

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

$S_i$  – ординаты ступеней суточного зимнего графика для которых

$S_i < S_{ном. т}$ ;

$m$  – количество таких ступеней.



При этом мощность трансформатора на подстанции выбирается из условия:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{max}}}{1,4} \quad (4)$$

где:  $S_{\text{max}}$  – максимальная мощность нагрузки по графику нагрузки, таблица 5.

### 3.1. Выбор автотрансформатора 220/110/10 кВ

Определим номинальную мощность автотрансформатора по (4):

$$S_{\text{ном.т}} = 27.62 / 1.4 = 19.72 \text{ МВА.}$$

Выбираем автотрансформатор АДЦТН-32000/220/110. Трансформатор с такой номинальной мощностью не перегружается (по табл. 5),

$$K_{\text{нн}} = \frac{1}{125} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=18}^0 S_{\text{атр}_i}}{19}} = 0,8783 < 0,93$$

Данный трансформатор удовлетворяет условиям выбора.

#### 4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Из всего многообразия автотрансформатора электромагнитных переходных процессов в электрической системе наиболее распространенными являются процессы, вызванные короткими замыканиями в системе, а также повторным включением и отключением короткозамкнутой цепи.

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтралями – также замыкание одной или нескольких фаз на землю.

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

Ток короткого замыкания даже в тех случаях, когда он мал по сравнению с номинальным током генератора, обычно во много раз превышает номинальный ток самой аварийной ветви. Поэтому и при кратковременном прохождении тока короткого замыкания он может вызвать дополнительный нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого.

Кроме теплового действия, токи короткого замыкания вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса короткого замыкания, когда ток достигает максимума. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при коротком замыкании. Равным образом это относится к электрическим машинам и аппаратам, надежность которых может быть обеспечена при учете всех проявлений коротких замыканий.

Глубокое снижение напряжения и резкое искажение его симметрии, которые возникают при коротких замыканиях, вредно отражаются на работе потребителей. Так, уже при понижении напряжения на 30- 40% в течение 1 сек и более достаточно загруженные двигатели промышленного предприятия могут остановиться, что вызовет большой экономический ущерб. Оставаясь включенными в сеть, остановившиеся двигатели могут вызвать дальнейшее снижение напряжения в сети, т.е. полное нарушение нормального электроснабжения не только данного предприятия, но и за его пределами. Следует подчеркнуть, что ряд промышленных производств вообще не допускает никаких перерывов в подаче энергии.

При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

При проектировании и эксплуатации электрических установок и систем для решения многих технических вопросов и задач требуется предварительно произвести ряд расчетов, среди которых заметное место занимают расчеты электромагнитных переходных процессов и, в частности, расчеты токов короткого замыкания.

Под расчетом электромагнитного переходного процесса обычно понимают вычисление токов и напряжений при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета находят указанные величины для заданного момента времени или находят их изменение в течение всего переходного процесса. При этом решение обычно производится для одной или нескольких ветвей и точек схемы.

При расчетах тока КЗ допускается не учитывать:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- насыщения магнитных систем электромашин;
- поперечную емкость ВЛЭП напряжением 110-220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330-500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

При расчетах токов КЗ все источники электроэнергии, для которых КЗ является удаленным, и соответствующие элементы электрической сети могут быть относительно точки КЗ эквивалентированы одним источником неизменного напряжения и одним сопротивлением (далее такой источник называется «системой»)

#### 4.1. Расчет параметров схемы замещения

Схема замещения приведена на рисунке 1 в приложении 1

Параметры генератора: тип СВ-1490/170-96 УХЛ4

$$P_{\text{НОМ}}=107\text{Вт};$$

$$U_{\text{НОМ}}=13.8\text{КВ};$$

$$I_{\text{НОМ}}=5.27\text{Ка};$$

$$X_d''=0.22;$$

$$X_2=0.23;$$

Сверхпереходная ЭДС;

$$E_{\Gamma}=1.13;$$

$$X_{\Gamma}=X_d''*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}};$$

$$X_{2\Gamma}=X_2*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}};$$

Принимаем  $S_{\text{б}}=1000$  , тогда :

$$X_{\Gamma}=X_d''*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}}=0.22*1000/125=1.76;$$

$$X_{2\Gamma}=X_2*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}}=0.23*1000/125=1.84;$$

Трансформаторы марки ТДЦ-125000/110 и ТДЦ125000/220

$$X_{\text{T1}}=X_{2\text{T1}}=U_{\text{к1}}*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}};$$

$$X_{\text{T2}}=X_{2\text{T2}}=U_{\text{к1}}*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}};$$

$$X_{0\text{T}}=0.85*X_{\text{T}};$$

$$X_{\text{T1}}=X_{2\text{T1}}=0.105*1000/125=0.84;$$

$$X_{0\text{T1}}=0.714;$$

$$X_{\text{T2}}=X_{2\text{T2}}=0.11*1000/125=0.88;$$

$$X_{0\text{T2}}=0.748;$$

Автотрансформатор марки: АТДЦТН-125000/220/110

$$X_{\text{АТ}}=X_{\text{АТ}}*S_{\text{б}}/S_{\text{НОМ}};$$

$$X_{\text{АТ}}=X_{\text{В}}+X_{\text{С}};$$

$$X_{\text{АТВ}}=0.5(X_{\text{КВН}}+X_{\text{КВС}}-X_{\text{КСН}})=1.12;$$

$$X_{\text{АТС}}=0.5(-X_{\text{КВН}}+X_{\text{КВС}}+X_{\text{КСН}})=-0.24;$$

$$X_{\text{АТ}}=X_{2\text{АТ}}=0.88;$$

Известны токи подпитки из системы., при кз на шинах (трехфазном )

$$I_{\text{к220}}=14800\text{А};$$

$$I_{к110}=5400\text{А};$$

Мощность КЗ:

$$S_{кз} = \sqrt{3} U_{ср} * I_{кз}, \quad (5)$$

где  $U_{ср}$  – среднее напряжение ;

$I_{кз}$ - ток короткого замыкания в максимальном режиме.

$$S_{кз220} = \sqrt{3} * 14800 * 230 = 5895.9 \text{ МВА};$$

$$S_{кз110} = \sqrt{3} * 5400 * 115 = 1076.6 \text{ МВА};$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S\delta}{S_{кк}}, \quad (6)$$

$$X_{c220} = 1000/5895.9 = 0.16961;$$

$$X_{c110} = 1000/1076.6 = 0.92971;$$

На подстанции Поярково:

$$X_{ТВ} = 0.5(X_{КВН} + X_{КВС} - X_{КСН}) = 10.75;$$

$$X_T = X_{2T} = (U_{к1}/100) * S\delta / S_{ном};$$

$$X_{0T} = 0.85 * X_T;$$

$$X_{ТВ} = X_{2ТВ} = 0.1075 * 1000 / 25 = 4.31;$$

$$X_{0ТВ} = 3.6635;$$

$$X_{ТС} = X_{2ТС} = -0.1;$$

$$X_{ТН} = X_{2ТН} = 2.8;$$

Автотрансформатор марки: АТДЦТН-32000/220/110

$$X_{АТВ} = 0.5(X_{КВН} + X_{КВС} - X_{КСН}) = 12;$$

$$X_{АТС} = 0.5(-X_{КВН} + X_{КВС} + X_{КСН}) = -3;$$

$$X_{АТ} = X_{2АТ} = (U_{к1}/100) * S\delta / S_{ном};$$

$$X_{0Т} = 0.85 * X_T;$$

$$X_{АТ} = X_{АТВ} + X_{АТС} = X_{2АТВ} + X_{2АТС} = 2.8125;$$

$$X_{0АТ} = 2.39;$$

Известны токи подпитки из системы., при кз на шинах

$$I'_{к220}=3400\text{А};$$

$$I''_{к110}=1900\text{А};$$

$$S'_{к220} = \sqrt{3} * 3400 * 230 = 1354,46 \text{ МВА};$$

$$S''_{к110} = \sqrt{3} * 1900 * 115 = 378,45 \text{ МВА};$$

Сопротивление системы:

$$X'_{с220} = 1000 / 1354,46 = 0,7383;$$

$$X''_{с110} = 1000 / 378,45 = 2,64230;$$

Для линии составим таблицу 6:

Таблица 6- Расчёт параметров схемы замещения линий

Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-4}$ См/км	$l$ , км	$X$ ,
АС-240	0,121	0,435	0,026	100	0.8987

$$X_0 \text{ линии} = 2.6961;$$

#### 4.2. М а к с и м а л ь н ы й      р е ж и м

Схема прямой и обратной последовательности идентичны , поэтому на рис.1 приведена схема прямой последовательности .Свернем схему относительно точки кз (К1) .

$$X_2 = X_{Г1} + X_{Т1} = 1.76 + 0,84 = 2.5044;$$

$$X_3 = X_{С110} // X_2 = 0.9297 // 2.5044 = 0.69196;$$

$$E_3 = (E_{С110} * X_2 + E_{Г} * X_{С110}) / (X_2 + X_{С110});$$

$$E_3 = 1.033;$$

$$X_4 = X_3 + X_{AT};$$

$$X_6 = 0.69186 + 0.88 = 1.5718;$$

$$X_5 = X_4 // X_{C220};$$

$$X_5 = 1.5718 / 0.16961 = 0.15309;$$

$$E_4 = (E_{C220} * X_3 + E_3 * X_{C220}) / (X_3 + X_{C220});$$

$$E_4 = 1.0032;$$

$$X_6 = X_{T1} + X_{T2} = 1.76 + 0.88 = 2.7444;$$

$$X_7 = X_6 // X_5;$$

$$X_7 = 0.145;$$

$$E_5 = (E_4 * X_7 + E_T * X_5) / (X_7 + X_5);$$

$$E_5 = 1.0525;$$

От подстанции Поярково:

$$X_8 = X_H + X_{TH} / 2 = 0.35 + 2.8 = 1.75;$$

$$X_9 = X_H + X_{TC} / 2 = 0.35 - 0.1 = 0.34;$$

$$X_{10} = X_9 // X_8;$$

$$X_{10} = 0.2812;$$

$$E_6 = (E_{C3} * X_8 + E_5 * X_{C3}) / (X_8 + X_{C3});$$

$$X_{11} = X_{10} + X_{TB} / 2 = 2.4362;$$

$$X_{12} = X_{11} // X'_{C110};$$

$$X_{12} = 1.2661;$$

$$E_7 = (E'_{C110} * X_{11} + E_6 * X'_{C110}) / (X_{11} + X'_{C110});$$

$$E_7 = 0.9219;$$

$$X_{13} = X_{12} + (X_{TAB} + X_{TAC}) / 2 = 2.7623;$$

$$X_{14} = X_{13} // X_{C110} = 0.5843;$$

$$E_8 = (E''_{C220} * X_{11} + E_6 * X''_{C220}) / (X_{11} + X''_{C220});$$

$$E_8 = 0.9606;$$

$$X_{15} = X_{14} + X_{JI} = 1.4831;$$

$$X_{CYM} = X_7 // X_{15};$$



$$X_{\text{СУМ}} = 0.1321;$$

$$E_{\text{СУМ}} = (E_8 \cdot X_7 + E_5 \cdot X_{15}) / (X_7 + X_{15});$$

$$E_{\text{СУМ}} = 1.0443;$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = S_{\text{баз}} / \sqrt{3} U_{\text{ср}}; \quad (7)$$

$$I_{\text{баз}220} = S_{\text{баз}} / \sqrt{3} U_{\text{ср}} = 1000 / 398.372 = 2.624 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз}110} = S_{\text{баз}} / \sqrt{3} U_{\text{ср}} = 1000 / 199186 = 5.02 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз}35} = S_{\text{баз}} / \sqrt{3} U_{\text{ср}} = 1000 / 64.086 = 16.49 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз}10} = S_{\text{баз}} / \sqrt{3} U_{\text{ср}} = 1000 / 18.186 = 54.985 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к1}} = (E_{\text{СУМ}} / X_{\text{СУМ}}) \cdot I_{\text{баз}} = 20.2247$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$I_{\text{уд к1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{кн}}, \quad (8)$$

где  $K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a \cdot \omega}}$  - ударный коэффициент,

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с. Для ВЛ 220 кВ, связанных с шинами  $T_a = 0,06 - 0,08$  с;

$K_y = 1,8$  – для ВЛ 220 кВ;

$I_{\text{кн}}$  – сверхпереходное значение n-го тока КЗ.

$$i_{\text{у к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10.2247 = 25.483 \text{ кА};$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период его изменения:

$$I''_{\text{н к1}} = I_{\text{к1}} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}, \quad (9)$$

где  $\sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 1,509$ ;

$I_{\text{к1}}$  – сверхпереходное значение тока КЗ.

$$I''_{\text{н к1}} = 1.509 \cdot 25.483 = 36.689 \text{ кА}.$$

Таблица 7 – Результаты расчетов токов трехфазных КЗ в максимальном режиме

Точка	Эквивалентное сопротивление, о.е.	Эквивалентная ЭДС, о.е.	Базисный ток ступени, кА	Ток трехфазного КЗ, кА	Ударный ток, кА	$I''_{n_{к1}}$ , кА
К1	0.1321	1.0443	2.624	10.2247	25.483	36.689
К2	0,273	1,048	2.624	9,04	23,28	34,09
К3	0.5784	1.012	2.624	5,76	13.331	18.856
К4	0,343	1,057	5.02	7,571	19,93	29,15
К5	1.3658	1,148	16.49	1,742	4.554	5.978
К6	1.3894	1.067	54.985	2.117	5,45	7,861

#### 4.3. Минимальный режим

В минимальном режиме в системе выведены из работы:

Линия 220кВ Поярково - Варваровка .Преобразования схемы замещения приведены на рис.2.Расчет идентичен только отсутствует подпитка со стороны Варваровки

$$X_2 = X_{Г1} + X_{Т1} = 1.76 + 0,84 = 2.5044;$$

$$X_3 = X_{C110} // X_2 = 0.9297 // 2.5044 = 0.69196;$$

$$E_3 = (E_{C110} * X_2 + E_{Г} * X_{C110}) / (X_2 + X_{C110});$$

$$E_3 = 1.033;$$

$$X_4 = X_3 + X_{AT};$$

$$X_6 = 0.69186 + 0.88 = 1.5718;$$

$$X_5 = X_4 // X_{C220};$$

$$X_5 = 1.5718 / 0.16961 = 0.15309;$$

$$E_4 = (E_{C220} * X_3 + E_3 * X_{C220}) / (X_3 + X_{C220});$$

$$E_4 = 1.0032;$$

$$X_6 = X_{T1} + X_{T2} = 1.76 + 0.88 = 2.7444;$$

$$X_7 = X_6 // X_5;$$

$$X_7 = 0.145;$$

$$E_5 = (E_4 * X_7 + E_1 * X_5) / (X_7 + X_5);$$

$$E_5 = 1.0525;$$

От подстанции Поярково:

$$X_8 = X_H + X_{TH} / 2 = 0.35 + 2.8 = 1.75;$$

$$X_9 = X_H + X_{TC} / 2 = 0.35 - 0.1 = 0.34;$$

$$X_{10} = X_9 // X_8;$$

$$X_{10} = 0.2812;$$

$$E_6 = (E_{C3} * X_8 + E_5 * X_{C3}) / (X_8 + X_{C3});$$

$$X_{11} = X_{10} + X_{TB} / 2 = 2.4362;$$

$$X_{12} = X_{11} // X'_{C110};$$

$$X_{12} = 1.2661;$$

$$E_7 = (E'_{C110} * X_{11} + E_6 * X'_{C110}) / (X_{11} + X'_{C110});$$

$$E_7 = 0.9219;$$

$$X_{13} = X_{12} + (X_{TAB} + X_{TAC}) / 2 = 2.7623;$$

$$X_{14} = X_{13} + X_{Л} = 3.2448;$$

$$X_{СУМ} = X_7 // X_{14};$$

$$X_{СУМ} = 0.1291;$$

$$E_{СУМ} = (E_8 * X_7 + E_5 * X_{15}) / (X_7 + X_{15});$$

$$E_{СУМ} = 1.1003;$$

Сверхпереходное значение токов КЗ:

$$I_{к1} = (E_{сум}/X_{сум}) * I_{баз} = 9.5212$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{у к1} = \sqrt{2} * 1.8 * 9.5212 = 22,602 \text{ кА. ;}$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период его изменения:

$$I''_{1к1} = 1.509 * 22.602 = 36.3859 \text{ кА. Расчет остальных точек кз сведем в таблицу 8}$$

Таблица 8 – Результаты расчетов токов трехфазных КЗ в минимальном режиме

Точка КЗ	Эквивалентное сопротивление, о.е.	Эквивалентная ЭДС, о.е.	Базисный ток ступени, кА	Ток трехфазного КЗ, кА	Ударный ток, кА	$I''_{nк1}$ , кА
К1	0.1291	1.1003	2.624	9.5212	22.602	67.3859
К2	0,3279	1,0898	2.624	7,207	19,67	62,1209
К3	0.6211	1.0162	2.624	4,134	10.283	33.068
К4	0,2943	1,2505	5.02	6,967	16.997	28.3315
К5	1.4465	1,1548	16.49	1,878	4.231	6.197
К6	1.3989	1.1022	54.985	2.256	5,945	7,559

#### 4.4. Расчет несимметричного кз

Прямая последовательность, рис.3, расчет производится аналогично расчету симметричного КЗ.

В схему замещения нулевой последовательности входят сопротивления нулевой последовательности линий,

Сопротивление системы для нулевой последовательности определяется следующим образом:

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{НОМ} I_{КЗ}^0}, \quad (10)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение линии;

$I_{КЗ}^0$  – ток замыкания на землю в максимальном режиме;

$S_B=1000$  МВА – базисная мощность.

Нижнебурейская ГЭС

$$X_{OC110} = 0.9297;$$

$$X_{OC220} = 0.502;$$

$$X_{0T} = 0.85 * X_T;$$

$$X_{0T1} = 0.714;$$

$$X_{0T2} = 0.748;$$

$$X_{0AT} = 0.748;$$

Подстанция Поярково

$$X''_{OC110} = 2.2305;$$

$$X'_{OC220} = 1.0143;$$

$$X_{0ТВ} = 3.6635;$$

$$X_{0AT} = 2.39;$$

Линия 220кВ

$$X_{0 \text{ линии}} = 2.6961;$$

Также при расчете тока однофазного короткого замыкания на землю пользуемся правилом эквивалентности прямой последовательности.

$$3 \cdot I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}, \text{ кА}, \quad (11)$$

$X_{1\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление прямой последовательности, Ом;

$X_{2\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление обратной последовательности, Ом;

$X_{0\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление нулевой последовательности, Ом;

учитывая что  $X_{1\Sigma} \approx X_{2\Sigma}$ , можно получить

$$3 \cdot I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (12)$$

Учитывая, что кривая изменения тока однофазного короткого замыкания имеет крутой спад при перемещении точки короткого замыкания от места установки защиты к источнику питания (не нужно проверять чувствительность ТЗНП), рассчитываем только максимальный режим.

В качестве примера рассмотрим расчет тока однофазного короткого замыкания на землю в точке К-1 (см. рис. 3). Результаты расчета для других точек сведем в таблицу.

$$X_1 = X_{C110} // X_{T1} = 2.0053;$$

$$X_2 = X_1 + X_{AT1} = 2.5733;$$

$$X_3 = X_{C220} // X_{T2} = 0.5795;$$

$$X_4 = X_3 // X_2 = 0.473;$$

$$X_5 = X_{ТВ} // X''_{C110} = 1.0058;$$

$$X_6 = X_5 + X_{AT} = 3.3958;$$

$$X_7 = X_6 // X'_{C220} = 0.781;$$

$$X_8 = X_7 + X_{ЛИН} = 3.4771;$$

$$X_{ЭКВ} = X_8 // X_4 = 0.4164 = 22.0276 \text{ Ом}$$

Таблица 9 – Результаты расчетов токов однофазных КЗ в максимальном режиме

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4
$X0_{ЭКВ}$	22.0276	25.86744	28.5543	26.4198
$I_0,$ КА	3.6882	3.3542	3.04	1.7462

## 5. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 220 КВ

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

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным



аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного управления для выключателей 220 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

### 5.1. Выбор выключателей на ОРУ – 220 кВ НБГЭС

Максимальный суммарный ток через один выключатель ОРУ 220 кВ будет в режиме минимальных нагрузок на шинах ОРУ 110 кВ. В этом случае суммарная мощность трех блоков G2 – T2, G3 – T3, G4 – T4, складывается с избыточной мощностью четвертого энергоблока G1 – T1, передаваемой через автотрансформатор связи.

$$I_{\max} = \frac{S_{T2-T4} + S_{T3} + S_{\text{расч2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125.6 \cdot 2 + 119.3 + 68.1}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1.151 \text{ кА}; \quad (17)$$

где  $S_{T2-T4}$  - мощность блоков G2 – T2 и G4 – T4, имеющих только агрегатные собственные нужды;

$S_{T3}$  - мощность блока G3 – T3, имеющего агрегатные и общеподстанционные собственные нужды;

$S_{\text{расч2}}$  - мощность, передаваемая через автотрансформатор связи в режиме минимальных нагрузок на среднем напряжении.

На шинах высокого напряжения выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ – 220 – 40/2500У1. Изготовитель ОАО “Уралэлектротяжмаш”. г. Екатеринбург.

В качестве дугогасительной и изолирующей среды в выключателях данного типа используется элегаз ( $SF_6$ ) – шестифтористая сера. Он, в отличие от воздуха, обладает более высокими дугогасящими и диэлектрическими свойствами, позволяет повысить нагрузку токоведущих частей и уменьшить их массу за счет своих охлаждающих свойств. Элегазовые выключатели являются наиболее перспективными при номинальных напряжениях 110 – 1150 кВ и больших номинальных токах отключения (до 63 кА). Ведутся работы по созданию малогабаритных элегазовых выключателей на напряжение 10 – 35 кВ, конкурентоспособных с вакуумными выключателями.

По сравнению с воздушными элегазовые выключатели работают бесшумно и без выброса в атмосферу раскаленных газов. Обладают высокими техническими характеристиками:

-большими значениями номинального напряжения и номинального тока отключения;

-высоким ресурсом по коммутационной и механической стойкости;

-минимум обслуживания;

-низкими эксплуатационными затратами;

-отсутствием загрязнения окружающей среды.

За значение тока к.з. принимаем суммарный ток точки К – 1 со значениями  $I_{п.о.}=10.2247$  ,  $I_{уд.}=25.483$

Проверка на термическую стойкость:

$$W_k \leq W_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (13)$$

Здесь  $W_k$  - тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$$W_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_A) = 10,2247^2 \cdot (0.2 + 0.15) = 43.1635 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (14)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, принимаем  $t_{отк} = 0,2$  с;

Время отключения определяется по расчетным зонам при токах к.з. на блочных станциях по § 3,9 /Рожкова/.

$$T_a = 0,15 \text{ с};$$

Наименьшее время от начала к.з. до момента расхождения дугогасящих контактов:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0.01 + 0.035 = 0.036 \text{ с};$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{откл,ном};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{ат} \leq i_{а.ном};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot 0.40 \cdot 40 = 22.62 \text{ кА}; \quad (15)$$

где  $\beta_n = 0,40$ .

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{ат} = 1.4142 \cdot I_{по} \cdot e^{-t/T_a} = 1.4142 \cdot 10.2247 \cdot e^{-0.036/0.15} = 22.4989$$

По включающей способности проверка осуществляется по условию:

$$i_y \leq i_{вкл}; \quad I_{п.0} \leq I_{вкл};$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам к.з.:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad I_{п.0} \leq I_{дин};$$

Сопоставление приведено в таблице 9

Таблица 9 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
		ВГТ – 220 – 40/2500У1

$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 992 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 10,2247 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	-
$B_k = 43,1635 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.в}} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.р}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{\text{уд}} = 50,483 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{пт}} = 10,2247 \text{ кА}$	$I_{\text{откл,ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 22,4989 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,62 \text{ кА}$	-

На ОРУ 220 кВ принимаются марки:

выключателей ВГТ – 220 – 40/2500У1;

разъединителей РГН – 220/2000УХЛ1 .

## 5.2. Выбор выключателей на ОРУ – 220 кВ Поярково

Максимальный суммарный ток через один выключатель ОРУ 220 кВ будет в режиме максимальных нагрузок на шинах ОРУ 110 кВ и максимальной загрузки линии 220кВ Поярково-Варваровка. В этом случае суммарная мощность мощности линии 220кВ Поярково-Нижебурейская ГЭС.

$$I_{\text{max}} = S_{\text{лин}} / 1,7321 * U_{\text{ном}} \quad (16)$$

$$I_{\text{max}} = 0,1588 \text{ кА}$$

На шинах высокого напряжения подстанции Поярково выбираем элегазовый выключатель типа ВГБУ–220–40/2000У1. Изготовитель ОАО “Уралэлектротяжмаш”. г. Екатеринбург.

За значение тока к.з. принимаем суммарный ток точки КЗ со значениями

$$I_{\text{по}} = 5,76 \quad , I_{\text{уд}} = 23,331$$

Далее расчет сводим в таблицу

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

5.3. Проверка выключателей на ОРУ – 110 кВ  
Поярково

Максимальный суммарный ток через один выключатель ОРУ 110 кВ будет в режиме максимальных нагрузок на шинах ОРУ 35 кВ и шинах ОРУ 10 кВ и максимальной загрузки линии 110кВ Поярково-Слава. В этом случае максимальный ток.

$$I_{\text{MAX}}=0,597 \text{ кА}$$

Расчет сведем в таблицу 11

Таблица 11 – Проверка выключателя на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_p = 597 \text{ А}$ $I^{(3)}_{\text{к}} = 7,76 \text{ кА}$  $i_y = 13,331 \text{ кА}$  $Вк = 13,077 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ $I_{\square\text{Ьр}}^2 \cdot t_{\square\text{Ьр}} = 20^2 \times$ $\times 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_p \leq I_{\text{ном}}$ $I^{(3)}_{\text{к}} \leq I_{\text{отк}}$ $I^{(3)}_{\text{к}} \leq I_{\text{дин}}$ $i_y \leq i_{\text{дин}}$  $Вк \leq (I_{\text{тер}} t_{\text{тер}})$

Оставляем ВМТ–110Б-20/1000 УХЛ1– выключатель маломасляный (для работы в умеренном климате) с пружинным приводом типа ППрК-1400 с номинальным напряжением постоянного тока электромагнитов управления приводом на 220 В. Расчет сведем в таблицу 7

Таблица 12. – Проверка разъединителей на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_p = 597 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ $I_p \leq I_{\text{ном}}$

$I^{(3)}_K = 7,571 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{\text{тер}}$
$Вк = 13,077 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\square\text{Ьр}}^2 \cdot t_{\square\text{Ьр}} = 31,5^2 \times$ $\times 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк \leq (I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}})$

Оставляем РНД3.1-110/1000 УХЛ1 и РНД3.2-110/1000 УХЛ1-разъединители трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с приводом ПР-У1.

#### 5.4. Проверка выключателей на ОРУ – 35 кВ По я р к о в о

Далее для удобства все расчеты сводим в таблицу

Таблица 13. – Проверка выключателя на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_p = 240 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_p \leq I_{\text{ном}}$
$I^{(3)}_K = 2,857 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 10 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{\text{отк}}$
	$I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{\text{дин}}$
$i_y = 5,45 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 26 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$Вк = 4,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\square\text{Ьр}}^2 \cdot t_{\square\text{Ьр}} = 10^2 \times$ $\times 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк \leq (I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}})$

Оставляем – С-35М-630-10 У1 выключатель масляный со встроенными трансформаторами тока(для работы в умеренном климате) с электромагнитным приводом типа ШПЭ-12У1 так как он проходит.

Таблица 14. – Проверка разъединителей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_p = 240 \text{ А}$ $I^{(3)}_к = 4,117 \text{ кА}$ $Вк = 4,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\square_{\text{Бр}}}^2 \cdot t_{\square_{\text{Бр}}} = 31,5^2 \times$ $\times 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_p \leq I_{ном}$ $I^{(3)}_к \leq I_{тер}$ $Вк \leq (I_{тер}^2 t_{тер})$

Оставляем РНДЗ.1-35/1000 У1 и РНДЗ.2-35/1000 У1- разъединители трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с приводом ПР-У1 так как он проходит.

### 5.5. Проверка выключателей на ОРУ – 10 кВ По я р к о в о

Таблица 15. - Проверка КРУ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	К-104	
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_p = 880 \text{ А}$ $I_{р\text{фид}} = 585 \text{ А}$ $I^{(3)}_к = 1,742 \text{ кА}$ $I_{уд} = 4,554 \text{ кА}$ $Вк = 13,19 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном\text{шин}} = 1600 \text{ А}$ $I_{ном\text{шкафов}} = 630 \text{ А}$ $I_{отк} = 20 \text{ кА}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $I_{\square_{\text{Бр}}}^2 \cdot t_{\square_{\text{Бр}}} = 20^2 \times$ $\times 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_p \leq I_{ном\text{шин}}$ $I_{р\text{фид}} \leq I_{ном\text{шкафов}}$ $I^{(3)}_к \leq I_{отк}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $Вк \leq (I_T^2 \cdot t_T)$

Оставляем выключатели:

ВКЭ-10-20/1600 У2 на стороне трансформатора;

ВКЭ-10-20/1000 У2 секционный;

ВКЭ-10-20/630 У2 в шкафу.

### 5.6. Выбор измерительных трансформаторов

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до

значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}} \quad ; \quad (16)$$

где  $Z_{\text{к}}=0,1$  Ом – переходное сопротивление контактов;  $Z_{\text{приб}}$  – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2} \quad ; \quad (17)$$

где  $\sum S$  – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, ВА;

$I_{\text{н}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad ; \quad (18)$$

где  $\rho=0,0283$  – удельное сопротивление алюминиевого провода;

$S=(4, 6, 10)\text{мм}^2$  – площадь сечения провода;  $l$ – длина провода, м;

$l$  – длина соединительных проводов

Таблица 16 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения



U <sub>н</sub> , кВ	l, м
110	40 - 60
35	20 - 40
220	100 - 150

На стороне 220 кВ Нижнебурейской ГЭС предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерения напряжение, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, технический учет активной электроэнергии на линиях.

На стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Трансформатор	Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
			А	В	С
ТА1(шиносоединительный)	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
ТА2 (линии)	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Счетчик АЭ (2 шт.)	АЛЬФА	0,026	-	0,026
	ИТОГО		1,526	0,5	1,526
ТА3 (обходной)	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Счетчики АЭ (2 шт.)	АЛЬФА	0,026	-	0,026
	ИТОГО		1,526	0,5	1,526

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}};$$

Из табл. 17 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока к.з. в точке К – 1.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{13,513}{25} = 0.541 \text{ Ом}; \quad (19)$$

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1.2 - 0.541 - 0.1 = 0.559 \text{ Ом};$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – при большом количестве приборов).

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0.0283 \cdot 30}{0.559} = 1.519 \text{ мм}^2; \quad (20)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов;

$\rho$  - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0.0283 \cdot 30}{4} = 0.212 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0.541 + 0.212 + 0.1 = 0.853 \text{ Ом};$$

Расчет трансформаторов тока для удобства сведен в таблицу 18.

Таблица 18 - Расчет трансформатора тока

Тип	$r_{2\text{НОМ}}$	$r_{\text{к}}$	$l$	$r_{\text{приб}}$	$r_{\text{пр}}$	$S_{\text{пр}}$	$S'_{\text{пр}}$	$r'_{\text{пр}}$	$r_2$
-----	-------------------	----------------	-----	-------------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------	-------

трансформатора тока	Ом	Ом	м	Ом	Ом	мм <sup>2</sup>	мм <sup>2</sup>	Ом	Ом
TG 245 (ТА1)	0,8	0,05	100	0,02	0,73	3,88	4	0,71	0,78
TG 245 (ТА2)	0,8	0,1	100	0,061	0,639	4,43	6	0,472	0,633
TG 245 (ТА3)	0,8	0,1	100	0,061	0,639	4,43	6	0,472	0,633

Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе трансформаторов тока приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка трансформаторов тока

Тип трансформатора тока	Каталожные данные	Расчетные данные
TG 245 (ТА1)	$I_H = 1000 \text{ А}$ $Z_H = 0,8 \text{ Ом}$ $B_K = 992 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_P = 992 \text{ А}$ $Z_{\text{НР}} = 0,78 \text{ Ом}$ $B_K = 28,73 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{уд}} = 51,483 \text{ кА}$
TG 245 (ТА2)	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ $Z_H = 0,8 \text{ Ом}$ $B_K = 992 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $I_P = 992 \text{ А}$ $Z_{\text{НР}} = 0,633 \text{ Ом}$ $B_K = 28,73 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{уд}} = 51,483 \text{ кА}$
TG 245 (ТА3)	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ $Z_H = 0,8 \text{ Ом}$ $B_K = 992 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $I_P = 992 \text{ А}$ $Z_{\text{НР}} = 0,633 \text{ Ом}$ $B_K = 28,73 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{уд}} = 51,483 \text{ кА}$

На стороне 220 кВ подстанции Поярково предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерения напряжение, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, технический учет активной электроэнергии на линиях.

На стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз. Измерительные приборы и приборы учета сведем в таблицу 7.

Таблица 17 – Измерительные приборы и приборы учета

	Тип	Класс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, ВА	
			Тока	Напряжения
1	2	3	4	5
Линия				
Вольтметр	Э-335	1,0	-	2
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Варметр	Д-304	1,5	0,5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			11,5	15,5
Автотрансформатор				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-

По формулам определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора

тока на ОРУ 220 кВ

Принимаем контрольный кабель сечением 6 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{11,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 1,032 \text{ Ом};$$

для встроенного трансформатора тока

Принимаем контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,82 \text{ Ом};$$

где  $l = 100$  метров для РУ 220 кВ

Таблица 18 – Выбор измерительных трансформаторов тока

Тип трансформатора тока	Каталожные данные	Расчетные данные
TG 245 (ТА4)	$I_N = 1000 \text{ А}$ $Z_N = 0,8 \text{ Ом}$ $B_K = 992 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_P = 992 \text{ А}$ $Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$ $B_K = 28,73 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{уд} = 51,483 \text{ кА}$

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

Для питания цепей напряжения выбираем трансформатор напряжения НКФ-220-58У1. Номинальная мощность в классе точности 1 – 600 ВА что больше  $15,5 \cdot 4 = 62 \text{ ВА}$  (4 ячейки)

На стороне 110 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На линиях - измерения напряжение, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, технический учет активной электроэнергии.

На стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощности, технический учет активной и реактивной электроэнергии, смотри таблицу 19 .

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета

	Тип	Класс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, ВА	
			Тока	Напряжения
ОРУ 110 кВ				
Вольтметр	Э-335	1,0	-	2
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Варметр	Д-304	1,5	0,5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			11,5	15,5
Автотрансформатор				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Варметр	Д-304	1,5	0,5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Варметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			21,5	23,5

По формулам определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора тока на ОРУ 110 кВ

Принимаем контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{11,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 1,09 \text{ Ом};$$

для встроенного трансформатора тока

Принимаем контрольный кабель сечением 6 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{21,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{6} = 1,31 \text{ Ом};$$

где l= 75 метров для РУ 110 кВ. Расчет сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Проверка измерительных трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТФЗМ 110-Б-І-Л1	ТВТ 110-ІІІ-1000/5
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_p = 597 \text{ А}$ $Вк = 13,077 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 1,09 \text{ Ом}$ $Z_2 = 1,31 \text{ Ом}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 800 \text{ А}$ $I_{\square_{\text{Бп}}}^2 \cdot t_{\square_{\text{Бп}}} = 28^2 \times$ $\times 3 = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 1,2 \text{ Ом (0,5)}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{\square_{\text{Бп}}}^2 \cdot t_{\square_{\text{Бп}}} = 25^2 \times$ $\times 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 1,6 \text{ Ом (0,5)}$

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

Для питания цепей напряжения оставляем трансформатор напряжения НКФ-110-83У1. Номинальная мощность в классе точности 1 – 600 ВА что больше  $39 \cdot 10 = 390 \text{ ВА}$  (10 ячеек)

На стороне 35 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

На шинах - измерения напряжение.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощности, технический учет активной и реактивной электроэнергии.

Таблица 21 – Измерительные приборы и приборы учета

	Тип	Класс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, ВА	
			Тока	Напряжения
1	2	3	4	5
<b>Шины</b>				
Вольтметр трансформатор	Э-335	1,0	-	2
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
1	2	3	4	5

Варметр	Д-304	1,5	0,5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Варметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			21,5	23,5

По формулам определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора тока на ОРУ 35 кВ.

Для встроенного трансформатора тока принимаем контрольный кабель сечением 6 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{21,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{10} = 1,17 \text{ Ом};$$

где  $l = 45$  метров для РУ 35 кВ . Расчет сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор измерительных трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТВ 35-П-600/5 ХЛ1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_p = 240 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$Вк = 4,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\square_{Ьр}}^2 \cdot t_{\square_{Ьр}} = 25^2 \times$ $\times 4 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_2 = 1,17 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом (1)}$

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

Для питания цепей напряжения оставляем трансформатор напряжения НКФ-110-83У1. Номинальная мощность в классе точности 1 – 600 ВА что больше  $23,5 \cdot 2 = 47 \text{ ВА}$  (2 ячейки)

### 5.7. В ы б о р и з м е р и т е л ь н ы х т р а н с ф о р м а т о р о в н а п р я ж е н и я

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



релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В\*А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам,

тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2};$$

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

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

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном};$$

За  $S_{\text{НОМ}}$  принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности. Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения сведем в таблицу 20.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Трансформатор	Прибор	Тип	одной катушки, Число	катушек	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая мощность,
TV2 (ОРУ 220 кВ)	Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	2	4,0
	Вольтметр (регистр.)	Н-344	10	1	1	0	1	10,0
	Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	3,0
	Частотомер (регистр.)	Н-397	7	1	1	0	1	7,0
	Вольтметр с переключением фаз	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0
	Итого							26,0
	Вольтметр с переключением фаз	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0
	Итого							6,0

Выбираем на шинах ОРУ 220 кВ трансформаторы напряжения.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

НКФ-220-58У1 с суммарной мощностью  $S_2 = 400 \text{ В*А}$ .

Выбор сведен в таблицу

Таблица 24 – Выбор трансформаторов напряжения

Тип трансформатора	Каталожные данные	Расчетные данные
НКФ-220-58У1 (TV2)	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $S_2\Sigma = 20 \text{ В*А}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$ $S_2 = 400 \text{ В*А}$

На ОРУ220 подстанции Поярково установлены те же приборы значит вторичная нагрузка та же и ТН те же НКФ-220-58У1

На ОРУ110 ,35,10 оставляем те же трансформаторы напряжения

## 6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы,

допускается действие релейной защиты только на сигнал;

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия. с тем чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

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

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

Основными видами повреждений трансформаторов и автотрансформаторов, которые учитываются при выполнении их релейной защиты, являются многофазные и однофазные замыкания в обмотках и на выводах, а также “пожар” стали сердечника. Однофазные замыкания рассматриваются двух видов - на землю и между витками фазы обмотки (витковые замыкания). Основными ненормальными режимами работы являются внешние КЗ, перегрузки, недопустимое понижение уровня масла и недопустимые повышения напряжения. При возникновении наиболее опасных повреждений (многофазные и витковые КЗ, а также  $K^{(1)}$  со стороны сетей с глухозаземленными нейтральями) защиты должны без выдержки времени

действовать на отключение выключателей трансформатора.

На силовых трансформаторах и автотрансформаторах предусматриваются защиты:

Для защиты от повреждений на выводах, а также от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на автотрансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

На автотрансформаторах мощностью 1МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение:

На мощных понижающих автотрансформаторах при наличии двухстороннего питания можно применять токовую защиту обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения от симметричных КЗ. На стороне Н.Н. предусматривается токовая защита с пуском по напряжению.

На трансформаторах :

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Перечень защит установленных на автотрансформаторе:

- дифференциальная в трех релейном исполнении с реле ДЗТ-21;
- токовая направленная обратной последовательности на стороне 220 кВ и дополнительная к ней максимальная токовая с пуском по напряжению;
- токовая с пуском по напряжению на стороне 10 кВ;
- дистанционные, установленные на сторонах 220 и 110 кВ;
- токовая от замыканий на землю на сторонах 220 и 110 кВ;
- от перегрузки на сторонах 220, 10 кВ;

- газовая;

На силовых трансформаторах 35-10 кВ предусматриваются защиты:

- дифференциальная в трех релейном исполнении с реле ДЗТ-11;

- максимальные токовые с пуском по напряжению на сторонах 35 и 10 кВ;

- газовая;

- от перегрузки на стороне 10 кВ.

### 6.1 Описание устройств РЗ

Особенностью дифференциальной защиты трансформатора и основной трудностью, с которой приходится сталкиваться при ее выполнении, является неравенство нулю суммы МДС его обмоток. В схеме замещения трансформатора это характеризуется наличием поперечной ветви, по которой проходит намагничивающий ток. Поэтому в дифференциальной цепи защиты кроме токов небаланса всегда проходит и ток намагничивания защищаемого трансформатора. В установившемся режиме этот ток не превышает 1-2% номинального и практически не влияет на чувствительность и селективность защиты за исключением случаев работы трансформатора с напряжениями, превышающими номинальное, когда ток намагничивания может быть соизмеримым с токами срабатывания чувствительных дифференциальных защит, если они составляют 0,2-0,25 номинального. При подаче напряжения на трансформатор или восстановлении напряжения после отключения КЗ ток намагничивания резко возрастает.

Наибольший бросок тока (БНТ) будет при подаче напряжения с начальной фазой, равной 0 или  $180^{\circ}$ . Появления апериодической составляющей потока приводит к резкому увеличению тока намагничивания. В современных силовых трансформаторах с магнитопроводами из высококачественной электротехнической стали амплитуда однополярного БНТ может достигать 6-8-кратных значений по отношению к номинальному току.

Форма БМТ зависит от группы соединений трансформаторов и одновременности включения его фаз. При этом могут создаваться условия, когда в двух фазах БМТ имеют одинаковые и встречно направленные апериодические составляющие. В этом случае БМТ будет периодическим. Амплитуды периодического БМТ существенно меньше, чем апериодического, но тем не

менее могут превышать номинальный ток.

При использовании электромеханической элементной базы наиболее простым способом выполнения измерительного органа дифференциальных токовых защит является включение токового реле через насыщающийся трансформатор тока.

Если в первичном токе НТТ имеется апериодическая составляющая, то его магнитопровод насытится и не будет трансформировать и переменную составляющую. Дифференциальные защиты с использованием НТТ получили наиболее широкое распространение.

Реле ДЗТ-11 характеризуется наличием одной тормозной обмотки в НТТ реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте трансформаторов тока. Использование тормозной обмотки дает возможность не отстраивать минимальный ток срабатывания защиты от токов небаланса при таких внешних повреждениях, когда имеется торможение, поскольку не действие защиты в этих случаях обеспечивается торможением. Указанное обуславливает большую чувствительность защиты.

Так же используются измерительные органы дифференциальных защит с торможением или блокировкой от четных гармоник дифференциального тока. Этот способ в большинстве случаев позволяет предотвратить излишние срабатывания как при апериодическом, так и при периодическом БМТ. Используя корректирующее звено, например транс реактор с резистором, можно получить напряжения, имеющие малые значения в интервале  $\Delta t$ . Эти интервалы максимальны при апериодическом и минимальны при периодическом БНТ. Времяимпульсный принцип выявления БНТ использован в дифференциальной защите мощных трансформаторов типа ДЗТ-21. Эта защита обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных, что делает применение ее особо целесообразным в первую очередь для защиты мощных, дорогостоящих трансформаторов и автотрансформаторов.

Защиту от токов обусловленными внешними КЗ осуществляем с помощью токовых защит. На двухобмоточном понижающем трансформаторе 35/10 кВ с односторонним питанием используется МТЗ с пуском по напряжению. Трансформаторы тока устанавливаются со стороны питания.

Трансформатор напряжения подключается к стороне низшего напряжения. Защита работает с двумя выдержками времени. С меньшей из них она действует на выключатель питаемой стороны, и с большей – на отключение всего трансформатора.

Для защиты автотрансформатора с двухсторонним питанием применение простых максимальных токовых защит, как правило, невозможно, так как необходимо более загроублять защиту, что обусловлено учетом возможных аварийных перегрузок. Возможно применение защит с дополнительным комбинированным пуском напряжения. Однако в ряде случаев лучшее решение для мощных трансформаторов получается при использовании от несимметричных КЗ токовой защиты обратной последовательности, которая, в частности, легко согласуется по чувствительности с токовой защитой обратной последовательности.

При выполнении токовой направленной защиты нулевой последовательности для автотрансформаторов с питанием со сторон высшего и среднего напряжений учитываются следующие обстоятельства:

Автотрансформатора своей обмоткой электрически связывают системы высшего и среднего напряжений; поэтому защиты этих сторон взаимосвязаны и нуждаются в органах направления мощности; ток в цепи заземления нейтрали автотрансформатора по отношению к  $U_0$  может менять свою фазу примерно на  $180^\circ$ . Поэтому для питания цепей защиты ток в нейтрали не используется. Поэтому для обеспечения чувствительности для каждой стороны автотрансформатора устанавливаются два комплекта реле реагирующих соответственно на повреждения в сетях высшего и среднего напряжения. Комплекты выполняются ступенчатыми.

Перегрузки обычно бывают симметричными. Поэтому токовые защиты от перегрузок выполняются реле тока, включенным на ток одной фазы. Защиты работают с выдержкой времени, большей выдержек времени защит от КЗ, на сигнал. На понижающих автотрансформаторах возможна передача энергии со стороны СН на стороны ВН и НН или со стороны ВН – СН и НН. В таких случаях может перегружаться общая часть обмотки, даже когда токи сторон ВН и НН меньше номинальных. Поэтому защита должна также предусматриваться на общей части обмотки. Со стороны СН защита не устанавливается, так как



ток этой стороны не характеризует перегрузку обмоток.

Практически все повреждения внутри бака маслонаполненного трансформатора(автотрансформатора) сопровождается выделением газов. Газы появляются в результате разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги и иных факторов (например, “пожара стали” магнитопровода). Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Газ, образуется при повреждениях, может использоваться для выполнения защиты путем установления объема газов или быстроты его образования. Газовое реле устанавливается в трубопроводе между баком и расширителем. Для облегчения выхода газов крышка трансформатора и трубопровод должны иметь по направлению к расширителю небольшой подъем (1,5 – 2%) к горизонтали, а трубопровод заделывается в бак вровень с внутренней поверхностью крышки. Существует три вида конструкции газового реле - поплавковые, лопастные и чашечные.

Опыт эксплуатации реле с поплавками выявил ряд их конструктивных недостатков, приводящих к излишней работе при внешних КЗ и ложной работе при вибрациях некоторых трансформаторов, внешними вибрациями и повреждении герметичности поплавков. В реле с лопастью нижний поплавок заменен специальной поворачивающейся пластиной. Реле с чашкообразными элементами имеет две открытые сверху алюминиевые чашки, связанные с осями, вокруг которых они могут поворачиваться. Верхний элемент предназначен для срабатывания на сигнал при слабом газообразовании. Нижний элемент срабатывает на отключение при полном исчезновении масла в резервуаре реле, например вследствие течи в баке трансформатора, и не предназначен для работы при бурном выделении газа, интенсивном движении потока масла в расширитель. Для этого используется третий реагирующий элемент в виде поворачивающейся на своей оси пластины. Пластина и нижняя чашка действуют на общий контакт. Рассматриваемая конструкция газового реле имеет лучшие показатели, чем у реле других исполнений. На автотрансформаторе АДЦТН-36000/220/110 с устройством РПН типа РНОА-110/1000 используется газовое реле типа: РГЧЗ-66 для трансформатора и устройства РПН.

## 6.2. Расчет РЗ автотрансформатора

Для расчета защит автотрансформатора составим таблицу значений токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Таблица 25 - Значений токов и коэффициенты трансформации тт

Наименование	метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
1	2	3	4	5
Первичные токи на сторонах защищаемого автотрансформатор, соответствующие его проходной мощности	$I = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}$	80,327	152,68	1759,36
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	К	100/5	200/5	2000/5

### 6.3. Защита от перегрузки

Ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки (действующей на сигнал) определяется по формуле

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} I_{рmax} \quad (21)$$

Где  $I_{рmax}$  – максимальный рабочий ток обмотки автотрансформатора на стороне где установлена рассматриваемое реле;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки принимается равным 1,05;

$k_{в}$  – коэффициент возврата реле равный 0,85.

Ток срабатывания защиты:

На стороне 220 кВ

$$I_{сз}=(1.05/0.85)*80,32=99,2275 \text{ A};$$

На стороне 110 кВ

$$I_{сз}=(1.05/0.85)*152,68=188,6047 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

На стороне 220 кВ (при  $K_{сх} = 1$ );

$$I_{ср}=(99,2275/(100/5))=0,9808\text{A} - \text{принимаем реле РТ-40/6};$$

принимаем реле РТ-40/6;

На стороне 110 кВ (при  $K_{сх} = 1$ )

$$I_{ср}=(152,68/(200/5))=4,7151\text{A} - \text{принимаем реле РТ-40/6};$$

принимаем реле РТ-40/6.

Где  $K_i$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{сх}$  – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока (в звезду  $K_{сх}=1$ ).

### 6.4. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

МТЗ с минимальным пуском напряжения устанавливается на стороне ВН автотрансформатора (дополнение к токовой защите обратной последовательности для действия при КЗ между фазами), выполненной с помощью реле минимального напряжения типа РН-54.

Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от:

- номинального тока трансформатора

$$I_{сз}=80.32*(1.05)/0.85=99.2275;$$

- тока через автотрансформатор при КЗ на шинах 110 кВ (ток КЗ необходимо привести к стороне 220 кВ)

$$I_{сз}=0.3* I^{(3)}_{к4} 110/220=0.3*7.571*110/220=914 \text{ А};$$

где  $I^{(3)}_{к4}$  – ток КЗ в точке К-4 в максимальном режиме

- тока через автотрансформатор при КЗ на шинах 220 кВ

$$I_{сз}=0.3* I^{(3)}_{к3}=0.3*3,46=1038 \text{ А};$$

где  $I^{(3)}_{к1р1}$  – ток КЗ в точке К-1 в максимальном режиме

Из трех токов принимаем наибольший. Ток срабатывания реле определяется (при  $K_{сх}=1$ )

$$I_{ср}=(914(200/5))=22,851 \text{ А} \text{ – принимаем реле РТ-40/6};$$

Коэффициент чувствительности защиты определяем по выражению

$$K_{ч} = \frac{I_{к \text{ min}}}{I_{сз}}$$

Где  $I_{к \text{ min}}$  - минимальный ток КЗ

При КЗ на стороне 220 кВ  $K_{ч}=2.4$

При КЗ на стороне 110 кВ  $K_{ч}=2.6$

При КЗ на стороне 10 кВ  $K_{ч}=1.7$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не меньше 1,5

Первичное напряжение срабатывания защиты определяется по следующим условиям:

- для минимального реле напряжения типа РН-54 минимального пуска напряжения, исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего короткого замыкания,

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\min}}{k_{отс} \cdot k_{в}} \quad ; \quad (22)$$

где  $U_{\min}=(0,9 - 0,85) \cdot U_{\text{ном}}$  – межфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего к.з.;

$k_{отс}=1,2$  – коэффициент отстройки;  $k_{в}=1,2$  – коэффициент возврата реле.

- отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки

$$U_{сз} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{k_{отс}} \quad ; \quad (23)$$

где  $U_{\text{зап}}=0,7 \cdot U_{\text{ном}}$  – межфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

По формуле (22) находим

$$U_{сз}=0,85 \cdot 10 / (1,2 \cdot 1,2) = 5,9027 \text{ кВ};$$

По формуле (23) находим

$$U_{сз}=0,7 \cdot 10 / 1,2 = 5,83 \text{ кВ};$$

Напряжение срабатывания реле принимаем 5,83 кВ.

#### 6.5. Д и ф ф е р е н ц и а л ь н а я з а щ и т а

Защита выполнена на базе реле ДЗТ-21. Расчет защиты приведен в таблицах 26 и 27

#### 6.6. О п и с а н и е т е х н о л о г и ч е с к и х у с т р о й с т в з а щ и т и а в т о м а т и к и

Устройство АПВ должны предусматриваться для быстрого

восстановления потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение на воздушных и смешанных линиях всех типов напряжением выше 1 кВ

Устройство АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах

При выполнении АВР должна учитываться недопустимость его действия на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. С этой целью должны применяться специальные мероприятия (например блокировка по частоте).

Автоматическое ограничение снижения частоты должно выполняться с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците мощности в энергообъединении, энергосистеме, энергоузле возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц была исключена полностью, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60с

Система автоматического ограничения снижения частоты осуществляет:  
автоматический частотный ввод резерва;  
автоматическую частотную разгрузку (АЧР);  
дополнительную разгрузку;  
включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ).

Автоматическая частотная разгрузка предусматривает отключение потребителей небольшими долями по мере снижения частоты или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты .

Устройства ЧАПВ используются для уменьшения перерыва питания отключенных потребителей в условиях восстановления частоты в результате реализации резервов генерирующей мощности, ресинхронизации или синхронизации или синхронизации по отключившейся электропередаче .

При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ следует учитывать степень ответственности потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания. Как правило, очередность включения нагрузки от ЧАПВ должна быть обратной по сравнению с принятой для АЧР.

В связи с выше перечисленным на подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- АВР на секционных выключателях 35, 10 кВ;
- АВР на шинах 0,4 кВ собственных нужд;
- АПВ на линиях 10 кВ;
- АЧР и ЧАПВ на линиях 10 кВ.

Кроме того предусматривается:

- групповое регулирование коэффициента трансформации силовых автотрансформаторов - под нагрузкой;

индуктивное регулирование коэффициента силовых трансформаторов – под нагрузкой.

## 6.7. Расчет уставок релейной защиты ВЛ 220

Рассмотрим возможность установки ЭПЗ – 1636 М как основной защиты ВЛ Нижнебурейская ГЭС – ПС Поярково (220 кВ).

Панель состоит из двух комплексов, двух независимых защит.

I комплекс:

- двухступенчатая ДЗ в комплекте типа ДЗ-2;
- блокировка при качаниях в комплекте типа КРБ-126;
- блокировка при неисправностях в цепях напряжения в комплекте типа ДЗ-2;
- одноступенчатая ТЗНП с использованием отдельно стоящих реле тока, мощности и промежуточного реле для размножения контактов РМ.

II комплекс:

- токовая отсечка в комплекте типа КЗ-9;
- одноступенчатая ДЗ в комплекте типа КРС-1;
- трехступенчатая ТЗНП в комплекте типа КЗ-10.

Одноступенчатая ДЗ, выполняется как III третья ступень общей ДЗ, и токовая отсечка II комплекса резервируют ДЗ из I комплекса.

Ниже произведен расчет вышеуказанных защит.

#### 6.8. Д и с т а н ц и о н н а я   з а щ и т а

В качестве резервной защиты от междуфазных КЗ с обеих сторон линий предусматривается трехступенчатая дистанционная защита.

Расчет ДЗ в общем случае сводится к определению:

- а) Сопротивления срабатывания, выдержки времени и чувствительности отдельных ступеней защиты;
- б) Параметров срабатывания, чувствительности и типа пусковых органов;
- в) Параметров срабатывания, чувствительности и типа устройства блокировки защиты при качаниях.

Порядок расчёта ДЗ:



1. Первичное сопротивление срабатывания  $Z_{с.з.}^I$  первой ступени и  $Z_{с.з.}^{II}$  второй ступени защиты определяются для случаев с металлическим КЗ по выражению:

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot Z_{Л}, \quad (24)$$

где  $Z_{Л}$  – сопротивление защищаемой линии;

Выдержка времени - 0 с.

2. Сопротивление срабатывания второй ступени:

а) согласовывается с I ступенью защиты за шинами ПС на противоположном конце защищаемой линии:

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot Z_{Л1} + \frac{0,66}{K_{T2}} \cdot Z_{Л2}, \quad (25)$$

Условия обеспечения чувствительности:

$$Z_{с.з.}^{II} \geq 1,25 \cdot Z_{Л1}, \quad (26)$$

и

$$\frac{Z_{Л2}}{Z_{Л1}} \geq 0,6 \cdot K_{T2}, \quad (27)$$

б) Отстройка от КЗ на шинах среднего (низкого) напряжения на ПС на противоположном конце защищаемой линии:

Условие обеспечения чувствительности:

$$\frac{Z_{TP}}{Z_{Л1}} \geq 0,47 K_{TP}, \quad (28)$$

Из условий и принимается наименьшее.

Коэффициент чувствительности второй ступени должен быть не менее 1,25.

Время срабатывания второй ступени защиты:

$$t^{II} = t_{с.з. \text{ согл.}} + \Delta t + t_{уров}, \quad (29)$$

где  $t_{с.з. \text{ согл.}}$  – время срабатывания защиты, с которой согласовывается вторая ступень;

$t_{уров}$  – время действия УРОВ.

### 3. Сопротивление срабатывания третьей ступени:

Первичное сопротивление срабатывания пускового органа  $Z_{с.з.}^{III}$  третьей ступени дистанционной защиты, осуществляемого с помощью направленного реле полного сопротивления у которого угол максимальной чувствительности совпадает с углом линии  $\varphi_l$ , определяется по выражению:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{Z_{самозап}}{K_n K_\phi \cos(\varphi_l - \varphi_{раб})}, \quad (30)$$

где  $Z_{самозап}$  – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей;

$\varphi_l$  и  $\varphi_{раб}$  – угол полного сопротивления соответственно линии и нагрузки в рассматриваемом режиме после отключения внешнего КЗ, равный соответственно  $78^\circ$ ;  $25,8^\circ$ ;

$K_n$  – коэффициент надежности, принимаем равным, согласно , 1,2;

$K_\phi$  – коэффициент возврата реле, равный 1,05.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска двигателей определяется по выражению:

$$Z_{самозап} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} K_{самозап} I_{раб.макс.}}, \quad (31)$$

где  $U_{\min}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, грубо ориентировочно, согласно , принимаем равным  $0,8-0,9 U_{раб.мин}$ ;

$I_{раб.макс}$  – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии;

$K_{самозап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей, ориентировочно может быть принят 1,5-2,0.

Максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{нагр.макс.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (32)$$

где  $S_{\text{нагр.макс.}}$  – максимальная мощность передаваемая по линии.

Чувствительность пускового органа третьей ступени определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}}{Z_{\text{защ}}} \geq 1,5, \quad (33)$$

где  $Z_{\text{защ}}$  – первичное сопротивление на зажимах реле сопротивления пускового органа при металлическом КЗ в расчетной точке в режиме, при котором это сопротивление имеет наибольшее значение.

Время срабатывания третьей ступени защиты:

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з. согл.}}^{\text{II}} + \Delta t \quad (34)$$

Расчет дистанционной защиты

Защита № 1. Схема расположения защит представлена на рис.3.

I ступень защиты:

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{I}} = 0,85 \cdot Z_{\text{л}} = 0,85 \cdot 45,1515 = 38,3788 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку защиты – 38,3788 Ом.

$$Z_{\text{с.р}} = Z_{\text{с.з.}}^{\text{I}} \cdot n_{\text{ТТ}} / n_{\text{ТН}} = 38,3788 \cdot 100 / 2200 = 1,7445 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку реле – 1,7445 Ом.

Выдержка времени: 0 сек.

II ступень защиты.

Расчет второй ступени дистанционной защиты.

В качестве сопротивления срабатывания для второй ступени принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по приведенным расчетным условиям.

Согласование с первой ступенью защиты

$$Z_{с.з 2} \leq 0,85 \cdot Z_{л-1} + (0,66 / K_{Т 1}) \cdot Z_{л-2},$$

где  $Z_{л-2}$  – сопротивление линии п/ст. Поярково – п/ст. Варваровка

$$Z_{л-2} = \sqrt{(6,05)^2 + (21,75)^2}$$

$$Z_{л-2} = 22,5758 \text{ Ом}$$

$K_{Т 1}$  – коэффициент токораспределения

$$K_{Т 1} = (X_{Г} + X_{тр} + X_{л2} + X_{л П.-В}) / (X_{Г} + X_{тр} + X_{л2} + X_{л1} + X_{л П.-В} + X_{с min}),$$

где

$$X_{Г} = X_{д} \cdot \frac{(u^2)_{НОМ}}{S_{НОМ}}$$

$$X_{Г} = \frac{0,22 \cdot 10,5^2}{60} = 0,4 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Т} = \frac{u_{к} \cdot (u^2)_{НОМ}}{100 \cdot S_{НОМ}}$$

$$X_{Т} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 80} = 16 \quad \text{Ом}$$

$$K_{Т 1} = (0,4 + 16 + 6,1 + 0,868) / (0,4 + 16 + 6,1 + 6,1 + 0,868 + 3,96) = 0,68;$$

$$Z_{с.з 2} \leq 0,85 \cdot 45,1515 + (0,66 / 0,68) \cdot 22,5758 = 60,2905 \quad \text{Ом};$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени защиты определяется по следующему неравенству

$$1,25 \cdot Z_{л-1} \leq Z_{с.з.2}$$

$$1,25 \cdot 45,1515 \leq 60,2905;$$

$$\frac{Z_{л-2}}{Z_{л-1}} \geq 0,6 \cdot K_{Т1}$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего напряжения п/ст.Поярково.

$$Z_{с.з.2} \leq 0,85 \cdot [Z_{л-1} + (Z_{тр}/K_{тр})],$$

где  $Z_{тр}$ - сопротивление трансформатора

$$Z_{тр} = \sqrt{r^2 + x^2}$$

$$Z_{тр} = \sqrt{(4,4)^2 + (86,8)^2} = 86,9 \quad \text{Ом}$$

$K_{тр}$  – коэффициент токораспределения трансформатора  $K_{тр}=1$

$$Z_{с.з.2} \leq 0,85 \cdot [45,1515 + (86,9/1)] = 112,24 \quad \text{Ом};$$

Проверка по чувствительности

$$\frac{Z_{тр}}{Z_{л-1}} \geq 0,47 \cdot K_{тр}$$

$$1,9247 > 0,47$$

Выбираем наименьшее сопротивление срабатывания второй ступени защиты  
 $Z_{с.з} = 60,2905 \text{ Ом}$

Уставка срабатывания реле:

$$Z_{с.р.} = Z_{с.з} (n_{ТТ}/n_{ТН}) = 60,2905 * 100/2200 = 2,7405 \text{ Ом};$$

Коэффициент чувствительности второй ступени должен быть не менее 1,25:

$$K_{ч} = Z_{с.з.}^2 / Z_{Л1} = 60,2905 / 45,1515 = 1,3353 > 1,25;$$

Время срабатывания второй ступени защиты:

$$t^{II} = t_{с.з. \text{ согл.}} + \Delta t + t_{уров} = 0 + 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ сек.}$$

III ступень защиты:

Для определения первичного срабатывания третьей ступени найдем:

- Максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии, по выражению:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{95}{\sqrt{3} \cdot 220} = 244, \text{ А}$$

- Минимальное сопротивление в условиях самозапуска двигателей, по выражению (10):

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{0,85 \times 0,95 \times 220}{\sqrt{3} \times 1,7 \times 0,244} = 247,55, \text{ Ом}$$

Тогда, по выражению (8):

$$Z_{с,31}^{III} = \frac{247,55}{1,2 \times 1,05 \times \cos(78 - 25,8)} = 322,09 \text{ Ом}$$

Для проверки чувствительности определим  $Z_{защ}$ , по выражению:

$$Z_{защ} = Z_{Л1} + \frac{Z_{Л2}}{K_{Т.Р.МІN}}$$

где  $K_{Т.Р.МІN}$  – коэффициент токораспределения,

По выражению :

$$Z_{защ} = 45,1515 + 22,5758 / 0,71 = 76,9484$$

Тогда, по выражению :

$$K_{ч} = 322,09 / 76,9484 = 4,1858 > 1,5$$

Таким образом, третья ступень требованиям чувствительности удовлетворяет.

Время срабатывания защиты:

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ сек.}$$

Таблица 28 - Расчет дистанционной защиты

Сопро- тивле- ние линии, Ом	№ ступ е-ни	Характеристика расчетного условия	$Z_{сз}$	Принятая уставка		$K_{ТОК}$	$K_{ч}$	$t_{с.з.},$ сек
				Защи ты	Реле			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<b>I</b>	Отстраивается от КЗ на шинах 220 кВ ПС Поярково	38,37	8,5	1,74	–	–	0

45,1515	II	Отстраивается от КЗ на стороне НН трансформатора ПС Новокиевка	112,24	60,29	2,74	1		0,8
45,1515		Отстраивается от I ступени защиты	60,29					0,68
45,1515	III	Отстройка от минимального сопротивления $Z_{\text{самозап}}$	322,09	322	8,78	0,71	1,5	1,3

### 6.7. Расчет уставок блокировки при качаниях ДЗ

Расчет уставок блокировки при качаниях ДЗ производится в следующем порядке:

1. Согласование по чувствительности реле сопротивления дистанционной защиты, используемых для остановки ВЧ передатчика, с органами пуска ВЧ передатчика, что является спецификой расчета дистанционной защиты при использовании её совместно с ВЧ блокировкой.

При рассматриваемом согласовании проверяется или обеспечивается выполнение условия, что при любом внешнем многофазном повреждении, когда реле сопротивления дистанционной защиты, используемое для остановки ВЧ передатчика, находится на грани срабатывания, должно обеспечиваться надежное действие пускового органа устройства блокировки при качаниях или чувствительного реле тока нулевой последовательности защиты, установленной



на противоположном конце линии, что обеспечит посылку ВЧ блокирующего сигнала.

Согласование производится при неметаллическом КЗ исходя из следующего:

а) Пусковые органы устройств блокировки при качаниях являются быстродействующими и срабатывают в момент возникновения КЗ, когда переходное сопротивление между фазами невелико и его можно не учитывать, при этом цепь пуска ВЧ передатчика оказывается замкнутой до момента возврата устройства блокировки.

Кроме того, при согласовании реле сопротивления с пусковым органом устройства блокировки при качаниях, реагирующим на ток обратной последовательности (КРБ – 126), появление переходного сопротивления между фазами облегчает условия согласования, поскольку при этом чувствительность реле сопротивления снижается больше, чем чувствительность пускового органа устройства блокировки.

б) Согласование реле сопротивления с чувствительным реле тока нулевой последовательности утяжеляется при наличии переходного сопротивления в цепи тока нулевой последовательности.

Выбор первичного сопротивления срабатывания реле сопротивления, используемых для остановки ВЧ передатчика, по условию согласования с пусковым органом устройства блокировки при качаниях защиты производится по выражению:

$$Z_{C31} \leq 0,85 \left[ \frac{E_{\phi}}{k_H \cdot I_{2CP2}^{(1.1)} \cdot \left( \frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}} + 2 \right)} - \frac{Z_{1CI}}{k_T'} \right], \quad (34)$$

где  $Z_{C31}$  – первичное сопротивление срабатывания реле сопротивления;

$Z_{1CI}$  – сопротивление прямой последовательности системы;

$Z_{1Л}$  – сопротивление прямой последовательности линии;

$\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}}$  – отношение результирующих сопротивлений прямой и нулевой последовательностей в месте КЗ;

$E_{\Phi}$  – фазная ЭДС системы;

$I_{2СРП2}^{(1.1)}$  – первичный ток срабатывания обратной последовательности блокировки при качаниях защиты при замыканиях на землю;

$k_H$  – коэффициент надежности (1,2÷1,4);

$k_T$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока обратной последовательности в месте установки защиты к току обратной последовательности от системы при КЗ в расчетной точке.

Входящее в выражение 44 значение тока  $I_{2СРП2}^{(1.1)}$  приближенно с запасом определяется по выражению:

$$I_{2С.Р.П.2}^{(1.1)} = \frac{I_{2уст.2} \cdot n_{T2} + k_{торм2} \cdot I_{нагр}}{1 - k_{торм2} \cdot \sqrt{\left(\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}} + 1\right) \cdot \left(\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}} + 2\right) + 1}}, \quad (35)$$

где  $I_{2уст2}$  и  $k_{торм}$  – уставка по току обратной последовательности и коэффициент торможения устройства блокировки при качаниях защиты, полученные при расчете дистанционной защиты;

$I_{нагр}$  – максимальный ток нагрузки линии в режиме, принимаемом в качестве расчетного для согласования;

$n_{T2}$  – коэффициент трансформации ТТ, используемых для защиты.

2. Согласование по чувствительности пусковых органов устройств блокировки при качаниях обоих концов линии между собой.

Рассматриваемое согласование заключается в том, что при любом внешнем многофазном повреждении, когда пусковой орган устройства блокировки при качаниях защиты, установленной со стороны, где мощность КЗ направлена от шин в сторону линии, находится на грани срабатывания, должно

обеспечиваться надежное действие пускового органа устройства блокировки при качаниях защиты, установленной на противоположном конце линии, что обеспечит посылку ВЧ блокирующего сигнала.

Согласование производится при металлическом КЗ исходя из того, что пусковые органы устройства блокировки при качаниях являются быстродействующими и срабатывают в момент возникновения КЗ, когда переходное сопротивление между фазами невелико и его можно не учитывать, при этом цепь пуска ВЧ передатчика оказывается замкнутой до момента возврата устройства блокировки. Согласование производится по выражениям:

$$I_{2уст1} \geq k_n I_{2уст2} \frac{n_{T2}}{n_{T1}}$$

(36)

и

$$k_{торм1} \geq k_n k_{торм2}, \quad (37)$$

где  $I_{2уст1}$  и  $I_{2уст2}$  – уставки по току обратной последовательности устройств блокировки при качаниях защит 1 и 2;

$k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5;

$k_{торм1}$  и  $k_{торм2}$  – коэффициенты торможения устройств блокировки при качаниях защит 1 и 2.

3. Расчет параметров срабатывания реле пусковых органов ВЧ блокировки, предназначенных для действия при КЗ на землю.

Первичный ток срабатывания реле тока включенного на ток нулевой последовательности и предназначенного для пуска ВЧ передатчика при замыканиях на землю, выбирается по условию отстройки от тока в нулевом проводе трансформаторов тока в максимальном нагрузочном режиме по выражению:

$$I_{ос.п.н}^{(PT)} = \frac{k_n}{k_\epsilon} (I_{0нб.нагр} + 3I_{0н.п.}), \quad (38)$$

где  $I_{0нб.нагр}$  – ток небаланса (первичный) в нулевом проводе трансформаторов тока в максимальном нагрузочном режиме;

$I_{0н.р.}$  – ток нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме, обусловленный несимметрией сети, если такая несимметрия имеется;

$k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_b$  – коэффициент возврата реле, принимаемый 0,81.

Ток  $I_{0нб.нагр}$  может быть определен по выражению:

$$I_{0нб.нагр} \approx (0,03 \div 0,05) I_{нагр.мах}, \quad (39)$$

где  $I_{нагр.мах}$  – максимальный ток нагрузки линии.

Первичный ток срабатывания реле тока, включенного на ток нулевой последовательности и предназначенного для останова ВЧ передатчика при замыканиях на землю, выбирается по условиям:

а) Согласования по чувствительности с реле тока нулевой последовательности, действующим на пуск ВЧ передатчика в защите, установленной на противоположном конце линии:

$$I_{0срп}^{(PTH)} \geq k_n I_{0срп}^{(PT)}, \quad (40)$$

б) Отстройки от расчетного максимального тока небаланса при внешнем КЗ между фазами вблизи места установки защиты при качаниях:

$$I_{0срп}^{(PTH)} \geq k'_n I_{0нб.мах}; \quad (41)$$

В выражениях (40) и (41):

$I_{0срп}^{(PT)}$  – первичный ток срабатывания реле тока с которым производится согласование;

$I_{0нб.мах}$  – ток небаланса (первичный) в нулевом проводе трансформаторов тока при внешнем КЗ между фазами или качаниях;

$k_n, k'_n$  – коэффициенты надежности, принимаемые:  $k_n=1,5 \div 2$ ;  $k'_n=1,25$ .

Ток  $I_{0нб.мах}$  определяется по выражению:

$$I_{\text{онб.мах}} \approx 0,1 \cdot I_{\text{расч}}, \quad (42)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный максимальный ток в месте установки согласуемой защиты при внешнем трехфазном КЗ вблизи места установки этой защиты или при качаниях.

Проверка чувствительности.

Чувствительность органов останковки ВЧ передатчиков каждого полуккомплекта защиты проверяется при коротком замыкании на противоположном конце линии. При этом в соответствии с ПУЭ защита должна иметь следующие коэффициенты чувствительности:

а) реле сопротивления дистанционной защиты, используемые для останковки ВЧ передатчика при замыканиях на землю,  $k_q \geq 1,5$ ;

б) реле тока, включенное на ток нулевой последовательности (РТН), используемое для останковки ВЧ передатчика при замыканиях на землю  $k_q \geq 2$ ;

Коэффициент чувствительности реле сопротивления:

$$k_q = \frac{Z_{\text{с.з.}}}{Z_{1л}}, \quad (43)$$

где  $Z_{\text{с.з.}}$  – первичное сопротивление срабатывания реле сопротивления;

$Z_{1л}$  – сопротивление прямой последовательности защищаемой линии.

Коэффициент чувствительности реле тока РТН:

$$k_{\text{ч.т.}} = \frac{3I_{0к.мин}}{I_{0.с.р.н.}^{(РТН)}}, \quad (44)$$

где  $3I_{0к.мин}$  – минимальный утроенный ток нулевой последовательности при замыкании двух фаз на землю.

По вышеприведенной методике рассчитаем параметры срабатывания пусковых органов блокировки при качаниях на реле КРБ – 126. Расчет производится в объёме, необходимом для согласования органа останковки ВЧ передатчика защиты 1 с органом пуска ВЧ передатчика защиты 4 и оценки чувствительности органа останковки защиты 1 при замыканиях на землю.

Для остановки ВЧ передатчика защиты при междуфазных КЗ используются реле сопротивления третьей ступени дистанционной защиты, а для пуска ВЧ передатчика – устройство блокировки при качаниях типа КРБ – 126. Из расчета защиты получены следующие параметры срабатывания органов защиты, которые ниже принимаются в качестве первичного сопротивления срабатывания третьей ступени дистанционной защиты 1:  $Z_{cз1}^{III} = 111 \text{ Ом}$ .

Первичный ток срабатывания при двухфазном КЗ на землю устройства блокировки при качаниях защиты 4 определяется по выражению (35):

$$I_{2C.P.II.2}^{(1.1)} = \frac{I_{2ycm.2} \cdot n_{T2} + k_{top.m2} \cdot I_{напр}}{1 - k_{top.m2} \cdot \sqrt{\left(\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}} + 1\right) \cdot \left(\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{0\Sigma}} + 2\right) + 1}};$$

$$I_{2C.P.III.4}^{(1.1)} = (0,75 \cdot 100 + 0,075 \cdot 244) / (1 - 0,075 \cdot ((1,02 + 1)(1,02 + 2) + 1))^{1/2} = 78,75 \text{ А}$$

Первичное сопротивление срабатывания третьей ступени дистанционной защиты 1 по условию согласования по чувствительности с устройством блокировки при качаниях определим по выражению (34):

$$Z_{cз1} = 0,85 \cdot \left[ \frac{132000}{1,2 \cdot 78,75 \cdot (1,02 + 2)} - 357 \right] = 74,85 \text{ Ом};$$

Принимаем  $Z_{cз1} = 74,85 \text{ Ом}$ .

Проверим чувствительность по формуле (41):

$$k_q = 74,85 / 45,1515 = 1,6578 > 1,5;$$

Согласование по чувствительности пусковых органов обоих концов линии между собой по выражениям (36), (37):

$$I_{2yct1} \geq 1,5 \cdot 0,75 \cdot 1 = 1,13 \text{ А};$$

$$k_{top} \geq 1,5 \cdot 0,075 = 0,113;$$

Первичный ток срабатывания реле тока защит 1 и 2, включенного на ток нулевой последовательности и предназначенного для пуска ВЧ передатчика при КЗ на землю, по выражению (48):

$$I_{oc.p.n}^{(PT)} = \frac{1,2}{0,8} \cdot (0,05 \cdot 244) = 18,3 \text{ A};$$

Ток нулевой последовательности  $I_{0н.р}$  принят равным нулю.

Определяем значение вторичного тока срабатывания:

$$I_{oc.p.в}^{(PT)} = \frac{I_{oc.p.n}^{(PT)}}{n_T} \quad (45)$$

$$I_{oc.}^{(PT)} = 18,3/100 = 0,183 \text{ A} ; \quad (46)$$

В соответствии с Руководящими указаниями принимаем:

$$I_{oc.p.в}^{(PT)} = 0,5 \text{ A} \text{ или } I_{oc.p.n}^{(PT)} = 60 \text{ A}.$$

Первичный ток срабатывания реле тока защиты 1, включенного на ток нулевой последовательности, по выражениям (40), (41):

$$I_{oc.}^{(PT)} > 2 \cdot 100 = 200 \text{ A}$$

$$I_{0срп}^{(РТН)} = 1,25 \times 0,1 \times 3020 = 377 \text{ A}$$

$$\text{Принимаем } I_{0срп}^{(РТН)} = 377 \text{ A}$$

Принимаем, в соответствии с Руководящими указаниями, что в качестве реле тока, включенного на ток нулевой последовательности и предназначенного для остановки ВЧ передатчика при КЗ на землю, используется реле типа РНТ – 565, минимальный ток срабатывания которого равен  $I_{c.p} = 1,5 \text{ A}$ .

В связи с этим первичный ток срабатывания реле РТН принимается равным:

$$I_{срп}^{(РТН)} = I_{ср} \cdot n_T \quad (47)$$

$$I_{срп}^{(РТН)} = 1,5 \cdot 66 = 90 \text{ A} \quad (48)$$

Коэффициент чувствительности реле сопротивления, по выражению (44):

$$k_{\text{ч}} = \frac{3020}{377} = 8 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности реле тока РТН по выражению (43):

$$k_{\text{чМ}} = \frac{665}{60} = 11,08 > 2$$

Выбранные уставки удовлетворяют требованиям чувствительности.

#### 6.8. Б л о к и р о в к а п р и н е и с п р а в н о с т я х в ц е п я х н а п р я ж е н и я .

Напряжение срабатывания реле напряжения нулевой последовательности, входящего в устройство блокировки защиты при неисправностях цепей напряжения типа КРБ-11, выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса емкостного фильтра напряжения нулевой последовательности в нормальном нагрузочном режиме. Практически это условие удовлетворяется при напряжении срабатывания, равном минимальной уставке из тех, которые можно установить на реле, а именно при  $U_{\text{с.р.}} = 6 \text{ В}$ .

Ток срабатывания реле тока нулевой последовательности, также входящего в устройство типа КРБ-11, должен удовлетворять следующим двум условиям:

- 1) Условию согласования по чувствительности с указанным выше реле напряжения таким образом, чтобы при срабатывании последнего в случае замыкания на землю было обеспечено срабатывание реле тока и снятие напряжения с обмотки реле напряжения при помощи размыкающего контакта реле тока; это необходимо для предотвращения срабатывания устройства (выведение из действия защиты) при двухфазных замыканиях на землю;
- 2) Условию отстройки от тока небаланса фильтра тока нулевой последовательности в нормальном нагрузочном режиме.



В соответствии с этим первичный ток срабатывания реле тока устройства типа КРБ-11 должен удовлетворять выражениям:

$$I_{C,y} \leq \frac{I_{K.PACЧ}}{K_H'} ; \quad (49)$$

и

$$I_{C,y} \geq K_H \times I_{НБ.PACЧ.}, \quad (50)$$

где  $I_{K.PACЧ}$  – наименьший первичный расчетный ток в месте установки защиты при замыканиях на землю в условиях, когда реле напряжения устройства типа КРБ – 11 находится на грани срабатывания;

$K_H'$  - коэффициент надежности согласования, согласно [РУ], принимается равным 1,1

$K_H$  – коэффициент надежности отстройки, согласно [РУ], принимается равным 1,2.

Поскольку то  $I_{НБ.PACЧ}$  для нормального нагрузочного режима не превосходит обычно десятой доли ампера, оба указанных условия (49) и (50) могут быть удовлетворены одновременно.

Таким образом, для защиты 1, по выражению (49) :

$$I_{C,y} \leq 2964,1/1,1=2,76 \text{ кА} ;$$

#### Устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания устройство резервирования отключения выключателя определяется по выражению:

$$t_{уров} = t_{откл.выкл.} + t_{возв.РЗ} + t_{ошиб.} + t_{зан}; \quad (51)$$

где  $t_{откл.выкл.}$  – собственное время отключения выключателя (для ВВБ-220-12(привод ШР) = 0,08 сек.);

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

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

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

$$t_{уров} = t_{откл.выкл.} + t_{возв.РЗ} + t_{ошиб.} + t_{зап.} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,1 = 0,32 \text{ сек.}$$

В качестве дополнительной защиты от междуфазных КЗ на линиях устанавливается токовая отсечка.

Отстраивается от трехфазного тока КЗ на шинах 220 кВ в месте установки защиты.

Ток срабатывания защиты принимается, как:

$$I_{с.з.} = I_{к.мин.} \cdot K_H, \quad (52)$$

$$\text{где } I_{к.мин.} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин.}^{(3)},$$

(53)

где  $I_{к.мин.}^{(3)}$  – минимальный трехфазный ток в максимальном режиме;

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (54)$$

Расчет токовой отсечки

Защита № 1.

Отстраивается от трехфазного тока КЗ на шинах

$$I_{с.з.} = I_{к.мин.} \cdot K_H = 2644 \cdot 1,2 = 3173 \text{ А};$$

$$I_{к.} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.}^{(3)} = 0,87 \cdot 3040 = 2644 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к.}}{I_{с.з.}} = \frac{2644}{3173} = 0,83 \text{ А.}$$

## 6.9. Токовая защита нулевой последовательности

Определение тока срабатывания первой ступени защиты.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по отстройке от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты:

а) При замыкании на землю на шинах противоположной ПС

б) В кратковременном неполнофазном режиме, возникающем при одновременном включении фаз

Расчетные режимы для выбора токов срабатывания защиты

Ток срабатывания первой ступени, выбираемый по условиям а) и б) определяется по выражению (49), в котором  $3I_{03}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты, соответственно:

- при замыкании на землю на шинах противоположной ПС в случае, когда вторая параллельная линия отключена и заземлена на обоих ее концах;
- при каскадном отключении замыкания на землю одной фазы на параллельной линии вблизи шин ПС, на которой установлена рассматриваемая защита;
- при замыкании на землю на шинах противоположной ПС в случае, когда вторая параллельная линия отключена.

$$I_{0c,3}^I \geq K_{отс} \times 3I_{0c,3},$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас для линий 220 кВ, согласно [РУ], равен 1,3.

Утроенный ток нулевой последовательности в защите, при вышеуказанных условиях, определяется по выражению:

$$3I_{0C,3} = \frac{3E_{\Phi}}{2X_{1ЭКВ} + X_{0ЭКВ}} \cdot K_{ТОК}, \quad (55)$$

где  $E_{\Phi}$  – фазная ЭДС системы;

$X_{1ЭКВ}$ ,  $X_{0ЭКВ}$  – результирующие сопротивления схем замещения соответственно прямой и нулевой последовательности

$K_{ТОК}$  – коэффициент токораспределения в схеме замещения нулевой последовательности.

Исходные схемы, схемы замещения прямой и нулевой последовательностей для расчета максимального значения утроенного тока нулевой последовательности в защите, по условиям показаны на соответственно.

В качестве резервной защиты от замыканий на землю на ВЛ 220 кВ устанавливается четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности. Рассчитывается по приведенной ниже методике:

1. Ток срабатывания I ступени защиты выбирается по условиям отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты:

$$I_{с.з.} \geq K_{отс.} \cdot 3I_{0.з.}, \quad (56)$$

где  $K_{отс.} = 1,4$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, влияние апериодической составляющей, ошибки расчета и необходимый запас;

$3I_{0.з.}$  - максимальное значение тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции.

2. Чувствительность по току проверяется при замыкании на землю 1 фазы. Коэффициент чувствительности реле тока определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{3I_{0з.мин}}{I_{с.з.}}, \quad (57)$$

где  $3I_{0z,мин.}$  – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты.

Для отстройки от неполнофазного режима, возникающего при одновременном включении фаз выключателя принимаем выдержку времени первой ступени, равную для воздушных выключателей  $t_{в,разн}=0,1с$ .

Расчет четырехступенчатой токовой защиты нулевой последовательности:

Защита № 1.

I ступень защиты.

1. Отстраивается от  $3I_0$  при однофазном КЗ на землю на шинах ПС

Поярково:

$$3I_0=3040 \text{ А}; K_{отст.}= 1,4;$$

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot 3I_{0.з.} = 1,4 \cdot 3040 = 4256 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности реле тока:

$$K_{ч} = \frac{3I_{0z,мин.}}{I_{с.з.}} = \frac{2380}{1490} = 1,6;$$

Выдержка времени - 0,1 сек. Ступень направленная.

II ступень защиты.

1.Согласовывается с I ступенью защиты , которая отстраивается от  $3I_0$  при замыкании на землю на шинах ПС «Варваровка» и равна 2360 А.

$$I_{с.з.}^{II} = k_{отс} \cdot k_m \cdot I_{0с.з.пред}, \quad (58)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$k_m$  – коэффициент токораспределения (в схеме замещения нулевой последовательности) для защищаемой линии при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той защитой, с которой производится согласование.

$$3I_0= 2360 \text{ А}; K_m=0,598;$$

$$I_{с.з.}^{II} = 2360 \cdot 0,598 \cdot 1,2 = 1552 \text{ А};$$

2. Согласовывается с I ступенью защиты 3, которая отстраивается от  $3I_0$  при замыкании на землю на шинах ПС «Бурейская» и равна 3470 А.

$$3I_0 = 3470 \text{ А}; K_T = 0,897;$$

$$I_{с.з.}^{II} = 3470 \cdot 0,598 \cdot 1,2 = 3351 \text{ А}$$

3. Отстраиваем от токов КЗ на шинах СН ПС «Поярково»:

$$I_{с.з.}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_{0з}, \quad (59)$$

где  $3I_{0з}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за трансформатором противоположной подстанции на стороне его, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью.

$$3I_0 = 1061 \text{ А}; K_{отст.} = 1,2;$$

$$I_{с.з.}^{II} = 1,2 \cdot 1061 = 1384 \text{ А};$$

Из полученных значений принимается максимальное:

$$I_{с.з.}^{II} = 3351 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности реле тока отстраивается от однофазного КЗ на шинах 220 кВ ПС «Поярково»:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{с.з.}} = \frac{3351}{2054} = 1,63;$$

Выдержка времени отстраивается от времени действия АПВ:  $t^{II} = 1,6$  сек.

Ступень направленная.

Расчет III ступени защиты согласовывающейся со II ступенью защит для данного участка сети ввиду большой удалённости подстанций не проводится.

IV ступень защиты.

Ток срабатывания четвертой ступени защиты, согласно [РУ], должен быть отстроен от токов небаланса при КЗ между тремя фазами за

автотрансформаторами ПС данного и противоположного концов линии, по выражению:

$$I_{0с,3}^{IV} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot I_{0нб,у}, \quad (60)$$

где  $I_{0нб,у}$  – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в установившемся режиме при внешнем КЗ между тремя фазами;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета и необходимый запас, согласно [РУ], принимается равным 1,25;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, согласно [РУ], принимается равным 1 (т.к. выдержка времени данной ступени выше 0,5 – 0,6 с).

Ток небаланса  $I_{0нб,у}$  грубо приближенно может быть определен по выражению:

$$I_{0нб,у} = K_H \cdot I_{расч}, \quad (61)$$

где  $I_{расч}$  – максимальное значение фазного тока, проходящего в месте установки рассматриваемой защиты при внешнем КЗ между тремя фазами;

$K_{нб}$  – коэффициент небаланса, согласно [РУ], принимается равным 0,05.

$$I_{нб} = 12,2 \text{ А};$$

$$I_{с,3}^{IV} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot I_{нб} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 12,2 = 25,3$$

Из соображений чувствительности защиты принимаем минимально возможный ток срабатывания  $I_{с,3}^{IV} = 100 \text{ А}$ .

1. Коэффициент чувствительности реле тока отстраивается от однофазного КЗ на шинах 220 кВ ПС "Поярково":

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{с.з.}} = 3351/100 = 33,51;$$

1. Коэффициент чувствительности реле тока отстраивается от однофазного КЗ на шинах СН Поярково":

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(1)}_{\text{кз}}}{I_{\text{с.з.}}} = 1740/100 = 17,4;$$

4. Чувствительность реле мощности отстраивается от однофазного КЗ за трансформатором ПС "Поярково":

$$K_{\text{ч,М}} = \frac{3I_0 \cdot 3U_0}{P_0 \cdot n_H \cdot n_T}, \quad (62)$$

где  $3I_0$  – ток в защите;

$3U_0$  – напряжение в защите

$P_0$  – мощность срабатывания реле, принимается равной 0,2;

$n_H = \frac{2200}{\sqrt{3}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

$n_T = 100$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$K_{\text{ч,М}} = \frac{3I_0 \cdot 3U_0}{P_0 \cdot n_H \cdot n_T} = 1,74 \cdot 172 / 0,2 \cdot 100 \cdot 2200 / \sqrt{3} = 11,94 \quad ;$$

Выдержка времени согласовывается со IV ступенью защиты:

$$t^{\text{IV}} = t^{\text{IV}}_{\text{согл}} + \Delta t = 2 + 0,5 + 0,1 = 2,6 \text{ сек.}$$

#### 6.10. Расчет релейной защиты шин ОРУ-220 кВ

Ток короткого замыкания на шинах ОРУ-220 кВ в нормальном режиме работы подстанции Поярково

Суммарный ток короткого замыкания на шинах :

при трехфазном кз  $I = 5,76$  кА ;

при однофазном кз  $I = 3,04$  кА;

Ток срабатывания защиты. Отстройка от тока небаланса.

$$I_{\text{сз}} = K_H \cdot K_{\text{апер}} \cdot F_i \cdot I_{\text{кз.мах}};$$

$$I_{\text{сз}} = 1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5,76 = 0,864 \text{ кА}$$

Ток срабатывания защиты. Отстройка от номинального тока.

$$I_{\text{сз}} = K_H \cdot I_{\text{наг.мах}};$$

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot 80,32 = 96,384 \text{ А};$$



Принимаем наибольшее значения тока срабатывания защиты.

Ток срабатывания реле РНТ-565

$$I_{ср.р} = I_{сз} * K_{сх} / N_T;$$

$$I_{ср.р} = 864 * 1 / (100/5) = 43,2 \text{ А}$$

Число витков обмотки реле.

$$W = A / I_{ср.р};$$

$$W = 100 / 43,2 = 2,31 \text{ вит}$$

Принимаем  $W=2$ .

Установленный ток срабатывания реле.

$$I_{ср.р} = A / W;$$

$$I_{ср.р} = 100 / 2 = 50 \text{ А}$$

Установленный ток срабатывания защиты.

$$I_{ср.з} = I_{ср.р} * N_T;$$

$$I_{ср.з} = 50 * (100/5) = 1000 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты.

$$K_{ч} = I_{кз} / I_{ср.з};$$

При двухфазном коротком замыкании

$$K_{ч} = 0,87 * 5,76 / \sqrt{3} = 2,8904;$$

При однофазном коротком замыкании

$$K_{ч} = 4,04 / \sqrt{3} = 2,3324;$$

Чувствительность удовлетворяет нормам, указанным в ПУЭ.

Ток срабатывания чувствительного органа.

$$I_{сз} = I_{кз.min} / K_{ч};$$

$$I_{сз} = 2040 / 3 = 680 \text{ А}$$

Ток срабатывания чувствительного органа выполненного на реле РТ-40.

$$I_{ср.р} = I_{сз} * K_{сх} / N_T;$$

$$I_{ср.р} = 680 * 1 / (100/5) = 3,4 \text{ А}$$

## 7.СХЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем. Промышленность выпускает элегазовые на напряжение до 1150 кВ переменного тока.

В качестве дугогасительной и изолирующей среды в выключателях данного типа используется элегаз ( $\text{SF}_6$ ) – шестифтористая сера. Он, в отличие от воздуха, обладает более высокими дугогасящими и диэлектрическими свойствами, позволяет повысить нагрузку токоведущих частей и уменьшить их массу за счет своих охлаждающих свойств. Элегазовые выключатели являются наиболее перспективными при номинальных напряжениях 110 – 1150 кВ и больших номинальных токах отключения (до 63 кА). Ведутся работы по созданию малогабаритных элегазовых выключателей на напряжение 10 – 35 кВ, конкурентоспособных с вакуумными выключателями.

По сравнению с воздушными элегазовые выключатели работают бесшумно и без выброса в атмосферу раскаленных газов. Обладают высокими техническими характеристиками:

- большими значениями номинального напряжения и номинального тока отключения;
- высоким ресурсом по коммутационной и механической стойкости;
- минимум обслуживания;
- низкими эксплуатационными затратами;
- отсутствием загрязнения окружающей среды.

#### 7.1.Описание эльгазового выключателя ВГТ – 220 – 40/2500У1

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 и 220 кВ.

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении У, категории размещения 1 ГОСТ 15150, ГОСТ 15543 1 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным климатом при следующих условиях:

- окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа II);
- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40°С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет -45°С;
- относительная влажность воздуха· при температуре 20°С < 80%, при температуре 25°С < 100%;
- при гололеде с толщиной корки льда до 20мм и ветре скоростью до 15м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре скоростью до 40м/с;
- высота установки над уровнем моря не более 1000м;

- тяжение проводов в горизонтальном направлении - не более 1000Н(100кГс).

По заказу возможна поставка в климатических исполнениях Т1 (верхнее рабочее значение температуры воздуха плюс 60°С) и ХЛ1 (нижнее рабочее значение температуры воздуха минус 50°С) при заполнении выключателя газовой смесью (элегаз SF<sub>6</sub> и тетрафторметан CF<sub>4</sub>).

Длина пути утечки внешней изоляции соответствует нормам ГОСТ 9920-89 для подстанционной изоляции, (степень загрязнения П, категория исполнения Б), на 220кВ - не менее 570см.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78 "Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000В. Общие технические условия" и техническим условиям ТУ16-2000 2БП.029.001ТУ, согласованным с РАО "ЕЭС России".

Высокая надежность работы, достигаемая благодаря:

- пониженным усилиям оперирования выключателем. Энергия, необходимая для гашения токов короткого замыкания, частично используется из самой дуги, что существенно уменьшает работу привода и повышает надежность;

- использованию в соединениях двойных уплотнений с обеспечением пониженного уровня естественных утечек. Уровень утечек - не более 1% в год: подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике;

- современным технологическим и конструкторским решениям и применению надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм.

Высокая заводская готовность простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию

Высокая коррозионная стойкость покрытий,

Отсутствие необходимости в сложном техническом обслуживании и ремонтах при нормальных условиях эксплуатации Высокие механический и коммутационный ресурсы, повышенные сроки службы уплотнений и комплектующих, обеспечивающих 20-летний межремонтный период.

Возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления элегаза в выключателе.

Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления элегаза в выключателе.

Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения.

Снижение эффекта феррорезонанса в сетях при эксплуатации выключателя ВГТ-220.

Низкий уровень шума при срабатывании соответствует высоким природоохранным требованиям.

Низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры.

Полная взаимозаменяемость (по габаритно-установочным размерам) с маломасляными выключателями серии ВМТ.

Для удобства все технические данные сведем в таблицу

Таблица 29- Технические данные ВГТ – 220 – 40/2500У1

3.1 .Основные технические характеристики:

Наименование параметра	ВГТ – 220 -
Номинальное напряжение, кВ	40/2500У1
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА .	40

Номинальное относительное содержание.	40
апериодической составляющей, %, не более	
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА	
- наибольший пик	102
- начальное действующее значение периодической	40
- ток термической стойкости	40
- время протекания тока термической стойкости, с	3
Индуктивный ток шунтирующего реактора, А	500
Собственное время отключения, с	0,035
Полное время отключения, с	0,055
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0.3
Собственное время включения, с, не более	0.1
Расход газа на утечки в год, % от массы элегаза, не	1.0
- давление заполнения (номинальное)	0.4
- давление предупредительной сигнализации	0.34
- давление блокировки-запрета оперирования	0.32
Масса выключателя, кг	5600
Масса элегаза, кг	20
Выдерживаемое одноминутное напряжение частоты	460
Выдерживаемое напряжение грозового импульса кВ	950
, (1,2/50мкс) ;	
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не	570
Тип привода	пружинный
Количество приводов ,	3
Количество электромагнитов управления	
- включающих	1
- отключающих	2
- отключающий электромагнит	65-120

	- при напряжении НОВ	5
	- при напряжении 220В	2,5
	• переменного тока	10/10
	- постоянного тока	2/1
	Мощность электродвигателя завода включающих пружин, кВт	0,75
	Номинальное напряжение трехфазного переменного , тока электродвигателя завод	220 , 380
	Время завода включающих пружин, с, не более	15
	Макс. Вертикальное усилие на 1 фундаментную опору . (переднюю и заднюю), возникающее при срабатывании . . выключателя без учета массы выключателя	
	-вверх	17300
	- вниз	18400
	Статическая нагрузка на одну фундаментную опору, Н .	9500

Выключатели выполняют следующие операции и циклы:

отключение (0);

включение (В);

включение - отключение (ВО), 8 том числе без преднамеренной выдержки времени между операциями ;

отключение - включение (ОВ) при любой бесконтактной паузе;

отключение - включение - включение (СДО) С интервалами времени между операциями;

коммутационные циклы:

0-0,3с-ВО-180с-ВО О - 0,3с - ВО - 20с - ВО О-180с-ВО-180с-ВО

Допустимое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости) составляет:

- при токах в диапазоне свыше 60 до 100% номинального тока отключения - 20 операций;
- при токах в диапазоне свыше 30 до 60% номинального тока отключения - 50 операций;
- при рабочих токах, равных номинальному току - 5000 операций.

Допустимое число операций включения для токов короткого замыкания должно составлять не более 50% от допустимого числа операций отключения; допустимое число операций включения при нагрузочных токах равно допустимому числу операций отключения.

Выключатели имеют следующие показатели надежности и долговечности:

- ресурс по механической стойкости до капитального ремонта - 5000 циклов "включение - произвольная пауза отключение" (B-tn-0);
- срок службы до первого ремонта - 20 лет, если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической или коммутационной стойкости;
- срок службы - 40 лет.

## 7.2. Принцип работы и устройство

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз (SF<sub>6</sub>).

пружинным приводом типа ППрК.

В выключателе ВГТ-220II каждый полюс имеет раму и управляется своим приводом пружинным приводом типа ППрК.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза, который создается за счет перепада давления,



обеспечиваемого автогенерафей, т.е. за счет тепловой энергии самой дуги. Включение выключателей осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение - за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

### 7.3. Устройство и работа составных частей

Рама выключателя ВГТ-220 представляет собой сварную конструкцию, на которой установлены привод, отключающее устройство, колонны и электроконтактные сигнализаторы давления. В полости одного из опорных швеллеров рамы, закрытой крышками, размещены последовательно соединенные тяги, связывающие рычаг привода с рычагами полюсов (колонн). В одной из крышек выполнено смотровое окно указателя положений выключателя. Рама имеет четыре отверстия диаметром 36 мм для крепления к фундаментным стойкам и снабжена специальным болтом для присоединения заземляющей шины.

Отключающее устройство установлено на противоположном от привода торце рамы и состоит из отключающей пружины, сжимаемой при включении выключателя тягой, соединенной с наружным рычагом крайней колонны. Пружина расположена в цилиндрическом корпусе, на наружном фланце которого находится буферное устройство, предназначенное для гашения кинетической энергии подвижных частей и служащее упором (ограничителем хода) при динамическом включении выключателя.

Полюс выключателя ВГТ-220 состоит из двух колонн, дугогасительные устройства которых установлены на сдвоенных опорных изоляторах и соединены последовательно двумя шинами. Для равномерного распределения напряжения по дугогасительным устройствам параллельно к ним подключены шунтирующие конденсаторы.

Дугогасительное устройство содержит размыкаемые главные и снабженные дугостойкими наконечниками дугогасительные контакты,

поршневое устройство для создания давления в его внутренней полости и фторопластовые сопла, в которых потоки элегаза приобретают направление, необходимое для эффективного гашения дуги. Надпоршневая полость высокого давления и подпоршневая полость снабжены системой клапанов, позволяющих обеспечить эффективное дутье в зоне горения дуги во всех коммутационных режимах. В верхней части дугогасительного устройства расположен контейнер, наполненный активированным абсорбентом, поглощающим из газовой области влагу и продукты разложения элегаза. Во включенном положении главные и дугогасительные контакты замкнуты. При отключении сначала размыкаются практически без дугового эффекта главные контакты при замкнутых дугогасительных, а затем размыкаются дугогасительные. Скользящий контакт между гильзой поршневого устройства и трубой подвижного контакта осуществляется уложенными в ее углубления контактными элементами, имеющими форму замкнутых проволочных спиралей.

Механизм управления колонны размещен в корпусе и опорном изоляторе и состоит из шлицевого вала с наружным рычагом и внутренним рычагом. Шлицевой вал установлен в подшипниках и уплотняется манжетами. Внутренний рычаг через нерегулируемую изоляционную тягу соединен со штыком подвижного контакта. В корпус механизма встроен клапан автономной герметизации, к которому с помощью медной трубки подсоединяется сигнализатор давления, установленный на раме выключателя.

Клапан автономной герметизации состоит из корпуса и подпружиненного клапана, узла подсоединения трубки сигнализатора и заглушки, устанавливаемой на время транспортирования и после заполнения элегазом при вводе в работу для обеспечения надежной герметизации внутренней полости колонны. При вывернутой до метки на резьбовой части

корпуса заглушке полость колонны отделяется от полости, сообщающейся с трубкой сигнализатора. При этом сигнализатор может быть снят для ревизии или замены.

Электроконтактный сигнализатор давления показывающего типа снабжен устройством температурной компенсации, приводящим показания давления к температуре ЗСРС, и двумя парами контактов, замкнутых при рабочем давлении (0,34-0,4 МПа, изб). Первая пара контактов размыкается при снижении давления до 0,34 МПа, изб, подавая сигнал о необходимости пополнения полюса, вторая пара размыкается при давлении 0,32 МПа, изб, блокируя подачу команды на электромагниты управления.

Для исключения ложных сигналов при возможном срабатывании контактов от вибрации при включении и отключении выключателя, а также ввиду их малой мощности, в цепи контактов должно быть включено промежуточное реле времени с выдержкой 0,8-1,2 с. Сигнализатор закрывается специальным кожухом, предохраняющим его от прямого попадания осадков и солнечных лучей.

Пружинный привод типа ППрКс моторным заводом рабочих (цилиндрических винтовых) пружин, представляет собой отдельный, помещенный в герметизированный трехдверный шкаф, агрегат. Привод имеет два электромагнита отключения и снабжен блокировочными устройствами, предотвращающими:

-проход команды на включающий электромагнит:

а) при включенном выключателе;

б) при невзведенных пружинах;

- проход команды на отключающие электромагниты при отключенном выключателе;

- "холостую" (при включенном выключателе) динамическую разрядку включающих пружин привода;

- включение электродвигателя завода пружин при ручном их заводе.

Привод снабжен цепями сигнализации:

"Не включен автоматический выключатель подачи питания на электродвигатель",

"Неисправность в системе завода пружин",

"Не включена автоматика управления электродвигателем завода пружин",

"Не взведены пружины".

Привод позволяет медленно оперировать контактами выключателя при его настройке без каких-либо дополнительных (например, домкратных) устройств. Привод прост в обслуживании и надежен в эксплуатации.

Для элегазовых выключателей с пружинным приводом схема управления выполняется на переменном, выпрямленном или постоянном оперативном токе напряжением 220 В.

#### 7.4.Ц е п и у п р а в л е н и я

Защита цепей управления и сигнализации производится с помощью автоматических выключателей *SF*. Команды на включение и отключение выключателей подаются непосредственно на исполнительный механизм соответствующей операции, за исключением команды на включение элегазового выключателя с электромагнитным приводом, которая подается

косвенно — через промежуточный контактор  $K_{\parallel I}$  который способен осуществлять коммутацию в цепи электромагнита включения  $YACI$ .

Для элегазовых выключателей, имеющих по полюсное исполнение (отдельные приводы для каждой фазы), схема управления обеспечивает возможность одновременного управления всеми тремя фазами подачей одной, общей для всех трех фаз оперативной команды. Но если по условиям работы автоматики или защиты требуется отключить только одну фазу, схема управления строится таким образом, чтобы обеспечить избирательное воздействие защиты на отключение поврежденной фазы высоковольтной линии, оборудованной устройством ОАПВ.

При одновременном управлении всеми тремя фазами электромагниты всех полюсов выключателей соединяются параллельно.

Для выключателей, у которых суммарный ток потребления электромагнитов трех фаз превышает допустимое значение для контактов командных органов, замыкающих цепи электромагнитов включения и отключения, предусматривается раздельное включение электромагнитов управления тремя полюсами.

7.5. Применение ключа управления без фиксации положений.

Подача оперативных команд на включение и отключение производится при

помощи ключа управления  $SAI$ , имеющего самовозврат рукоятки в нейтральное положение после освобождения ее оператором. При этом появляется возможность централизованного квитирования т.е. приведения ключа в положения, соответствующие положениям выключателя что имеет значение для крупных электростанций или подстанций, где затруднено индивидуальное обслуживание большого количества ключей на щитах управления.

## 7.6. Релейная схема управления.

Здесь принята релейная схема управления, т. е. командные импульсы от ключа управления *SAI* подаются не непосредственно в цепи электромагнитов, а через промежуточные реле команд «Включить» (*KCCI*) или «Отключить» (*KCTI*), которые в свою очередь воздействуют на электромагниты выключателя, а также обеспечивают построение соответствующих цепей сигнализации.

Применение релейных схем управления позволяет перейти на малогабаритные ключи управления с маломощной контактной системой, обладающие слабой коммутационной способностью. Применение малогабаритных ключей позволяет сократить размеры щитов управления на мощных электростанциях, на которых управление все большим числом вспомогательных агрегатов, электродвигателями СН производится дистанционно, а также на подстанциях сверхвысокого напряжения, на которых управление не только выключателями, но и разъединителями и заземляющими ножами с электродвигательными приводами выносятся на щит управления.

Реле команд размещают вне щита управления в помещениях, приближенных к выключателям. Там же устанавливается вся релейная аппаратура управления, автоматики и защиты. Это позволяет сократить сечения жил контрольных кабелей между пунктом дистанционного управления (ключом *SAI*) и приводом выключателя, так как потребляемая мощность катушек реле *KCCI* и *KCTI* незначительна. Приближение релейных щитов к распределительным устройствам особенно важно для РУ с воздушными выключателями, электромагниты включения и отключения которых потребляют значительные форсировочные токи (например, типа ВВБ-500, выпускаемые ПО «Электроаппарат», г. Ленинград — 20 А на фазу; типа ВНВ завода «Электротяжмаш», г. Свердловск — 13,5

А на фазу; выключатель 1150 кВ типа ВНВ имеет потребление электромагнитов 27Х2 А на фазу).

Реле команд используются также для построения схемы автоматики линий 110—220 кВ на подстанциях и могут устанавливаться в помещении щита управления.

#### 7.7. Д л и т е л ь н о с т ь д е й с т в и я к о м а н д н ы х и м п у л ь с о в

Длительность действия командных импульсов должна быть достаточной для завершения операций включения и отключения. В тех случаях, когда срыв командного импульса из-за ошибочных действий оператора не приводит к повреждению выключателя, никакие меры по увеличению длительности командных импульсов не предусматриваются. Для воздушных выключателей срыв импульса представляет серьезную опасность из-за преждевременного прекращения подачи свежего воздуха; уменьшается скорость движения подвижных контактов выключателя, в связи с чем, возможно их сваривание.

Для обеспечения надежного завершения операции, а также защиты от повреждений контактов командных органов *КСС1* или *К.СТ1* (при срыве операции ток электромагнитов *УАТ1*, *УАС1* или контактора *КМ1* разрывается контактами реле команд, которые обгорают при размыкании значительных токов электромагнитов) предусматривается подхват командных импульсов. Для элегазовых выключателей, имеющих пополюсное исполнение, в цепи включения для подхвата используется контакт реле *KL4* с токовой обмоткой, в цепи отключения — контакт реле *KBS1* блокировки от многократных включений. Эти реле срабатывает при подаче командного импульса и удерживается для обеспечения надежного завершения операций включения и отключения.

#### 7.8. Ц е п и э л е к т р о м а г н и т о в у п р а в л е н и я

Цепи электромагнитов управления должны автоматически размыкаться после завершения операции включения или отключения. Прекращение воздействия командного импульса производится размыканием вспомогательных контактов выключателя  $Q1$ , включаемых в цепи электромагнитов управления  $YAT1$ ,  $YAC1$  или промежуточного контактора  $KM1$ , который используется для коммутации цепи электромагнита включения элегазового выключателя.

В схемах трехфазного управления элегазовых выключателей с полюсными приводами вспомогательные контакты трех фаз  $Q1A$ ,  $Q1B$ ,  $Q1C$  соединяются параллельно и включаются в общую цепь параллельно соединенных электромагнитов управления. Такая схема включения вспомогательных контактов обеспечивает размыкание цепей электромагнитов управления после завершения операции на всех трех фазах с учетом возможности одновременного переключения вспомогательных контактов отдельных фаз выключателя. Параллельное включение вспомогательных контактов в цепях электромагнитов включения необходимо в связи с достаточно большим временем включения выключателя.

### 7.9.3 Защита электромагнитов управления.

В схемах для выключателей с полюсными приводами в связи с наличием подхвата командных импульсов предусматривается защита электромагнитов управления от длительного обтекания током при отказе одной или двух фаз. Отказ в действии трех фаз выключателя не учитывается как маловероятный. Защита осуществляется отключением электромагнитов управления от источника оперативного тока по истечении времени, необходимого для надежного завершения операции во всех фазах, а при наличии ОАПВ — по истечении времени цикла ОАПВ. Для защиты в схеме элегазовых выключателей используется однополюсный контактор постоянного тока  $KM1$ . Нормально его обмотка находится под напряжением, а



силовой контакт в цепях электромагнитов управления замкнут. При неполнофазном режиме выключателя (отказ одной или двух фаз при операциях включения или отключения) размыканием контакта реле *KL3*, фиксирующего неполнофазный режим, снимается питание с обмотки *KMI* и его контактом размыкаются цепи электромагнитов выключателя. Контакт контактора остается разомкнутым в течение всего времени, пока существует неполнофазный режим.

В схеме эльгазового выключателя с пофазным приводом защита электромагнитов отключения *VAT1* осуществляется снятием питания с обмотки контактора *KMT1* размыканием контакта *KL5* после срабатывания защиты от неполнофазного режима. Отстройка по времени осуществляется с помощью реле *K.L5*, имеющего задержку на возврат при снятии питания с его обмотки. Контактор *KMT1* в схеме служит также для размыкания цепей электромагнитов отключения в полнофазном режиме в связи с недостаточной коммутационной способностью вспомогательных контактов привода *QT1A*, *QT1B*, *QT1C*. При полнофазном отключении выключателя реле *KL5* остается подтянутым, его контакт в цепи *KMT1* замкнут, а цепь /(*МП*) размыкается вспомогательными контактами *QT1* выключателя.

Защита электромагнитов включения *YAC1* в схеме выполняется контактами реле блокировки от многократного включения *KBS1*: при подхвате командного импульса на включение контактом реле *KL4.1* и отказе на включение одной или двух фаз, т. е. непереклещении вспомогательных контактов, например, *QCM* и *QC1C*, создается цепь для длительного протекания тока через контакторы *KMI*, а следовательно, и через электромагниты включения *YAC1*, что недопустимо. Срабатывает реле *KL3*, фиксирующее неполнофазный режим, и отключает включившуюся фазу выключателя. При прохождении импульса на отключение от контакта *KL3.1* срабатывает реле *KBS1* по токовой катушке и размыкает своими контактами

цепь контакторов *KM1*, Для обеспечения коммутационной способности контактов *KBS1* предусмотрен искрогасительный контур (*C3, R15, VIİ*), который по цепи *C3—VI* шунтирует контакты *KBS1* в момент их размыкания. Для предотвращения повреждения контактов реле *KBS1* при возврате его в исходное положение служит резистор *R15*, через который происходит разряд конденсатора *C3*

Неполнофазный режим выключателя фиксируется промежуточным реле *KL.3*, которое срабатывает при непереключении одной или двух фаз выключателя с задержкой, отстроенной от одновременности работы вспомогательных контактов приводов трех фаз выключателя. При неполнофазном режиме контакт *KL3.1* отключает выключатель (его включившиеся фазы).

В схеме предусматривается дополнительное устройство, которое необходимо в случае отказа на включение одной из фаз выключателя. При этом после ликвидации неполнофазного режима катушка контактора *K.M1* находится под напряжением и электромагнит включения фазы, которая не включилась, самоудерживается через свой замыкающий контакт и остается без защиты. Для исключения указанного при неполнофазном режиме срабатывает дополнительно установленное реле *K.L4* и удерживается через свой замыкающий контакт на время, пока с обмотки контактора *K.M1* не снимется напряжение и его контакт не разомкнет цепь электромагнита включения, защищая его от повреждения,

В случае «залипания» замыкающих контактов реле команды «Включить» *KCC1* или выходного реле устройства ОАПВ и непереключения фаз (при отказе одной фазы на включение) срабатывают реле защиты электромагнитов управления *KLI, K.L2* и *K.L4* и отключают включившиеся фазы. При этом в фазе, которая отказала при включении, не работает реле блокировки от многократных включений и нет запрета повторному ее включению,

которое может произойти в случае непереключения фаз, срабатывания контактора защиты электромагнитов и возврата его в первоначальное положение после отключения включившихся фаз.

- Для исключения указанного при непереключении фаз замыкающий контакт *KL4.1* заставляет сработать реле *KBSI* по шунтовой обмотке и последнее удерживается на время «залипшего» состояния контактов реле включения, Для обеспечения срабатывания реле *KBSI* по удерживающей обмотке последняя выбрана на напряжение 110 В, Реле срабатывает в форсированном режиме и удерживается через свой контакт *KBSJ* и резистор *RIO* на напряжении 220В,

Кроме того, формируется предупреждающий сигнал «Неполнофазный режим».

7.10.Б л о к и р о в к а о т м н о г о к р а т н ы х в к л ю ч е н и й  
в ы к л ю ч а т е л я .

В схемах управления предусматривается блокировка, исключающая возможность многократных включений выключателя при одновременном действии командных импульсов на включение и отключение. Импульс на включение выключателя может сохраняться длительное время из-за приваривания контактов выходного реле устройства АПВ или из-за задержки подаваемой команды на включение оператором. Если включение выключателя произведено на КЗ во включаемой первичной цепи, защита присоединения подействует на отключение включенного выключателя. При наличии импульса на включение выключатель вновь включится на КЗ, если оно устойчиво, и вновь отключится защитой, и этот процесс при отсутствии блокировки будет продолжаться до тех пор, пока не будет снята команда на включение.

В большинстве случаев выполняется релейная блокировка от многократных включений при помощи реле *KBSI* с токовой рабочей об-

моткой и удерживающей обмоткой напряжения. Реле срабатывает при прохождении тока по токовой обмотке в момент отключения выключателя, и удерживается по обмотке напряжения на все время действия импульса на включение, разрывая своим размыкающим контактом *KBS1.2* цепь включения выключателя.

7.11.К о н т р о л ь   и с п р а в н о с т и   ц е п и   п о с л е д у ю щ е й  
о п е р а ц и и.

Схемы управления должны предусматривать постоянный контроль исправности цепи последующей операции. Контроль исправности цепи отключения должен быть выполнен для выключателей 6 кВ и выше; цепи включения — для выключателей 110 кВ и выше линий и трансформаторов, а также для всех выключателей, включаемых под действием устройств АВР. В приведенных схемах контроль цепей отключения производится при помощи реле положения «Включено» *KQC1*, а цепи включения — при помощи реле положения «Отключено» *KQT1*, которые включены последовательно с электромагнитами отключения *YAT1* или включения. Электромагнит не может ложно сработать по этой цепи вследствие большого сопротивления катушек промежуточных реле *KQT1* и *KQC1*. Добавочные резисторы *R1*, *R2* в цепях этих реле устанавливаются с целью предотвратить возможное ложное срабатывание привода при закорачивании катушки реле *KQT1* или *KQC1* Нормально через контакты *Q1* выключателя подготовлена к действию только одна цепь—цепь включения или отключения в зависимости от положения выключателя. Контроль осуществляется только в подготовленной цепи, т. е. в цепи последующей операции. Например, при включенном выключателе его вспомогательные контакты *Q1* замкнуты в цепи последующей операции—отключения и реле *KQC1* подтянуто, если цепь отключения исправна (нет обрыва цепи); цепь катушки реле *KQT1* при включенном выключателе разомкнута, так как

разомкнуты вспомогательные контакты выключателя  $Q1$  в цепи включения. При отключенном выключателе контролируется цепь включения. При ее исправности реле  $KQT1$  находится под напряжением, а цепь катушки реле  $KQCI$  разомкнута. При обрыве цепи отключения (при включенном выключателе) или цепи включения (при отключенном выключателе) оба реле оказываются обесточенными. Это используется для образования звукового и светового сигнала обрыва цепи, который поступает в схему предупреждающей сигнализации через последовательно соединенные размыкающие контакты обоих реле.

В схеме, где цепи электромагнитов управления трех фаз разделены, для контроля исправности цепей включения и отключения используются индивидуальные реле положения «Включено»  $KQCI A (B, C)$  и «Отключено»  $KQT1 A (B, C)$  для каждого полюса выключателя. При этом сигнал обрыва цепей собирается из трех параллельно включенных цепей, каждая из которых сигнализирует обрыв цепей управления одной из фаз.

Для исключения возможности ложного срабатывания сигнала «Обрыв цепей управления» в случае падения давления в приводе воздушного выключателя ниже уставки манометра в схеме рис. 3.3 предусмотрен резистор  $R7$ , включенный параллельно контактам реле давления  $K.LPI$  в цепях электромагнитов управления. Установка резистора предотвращает обесточивание реле положения  $K.QCI$  и  $K.QT1$  при снижении давления, но исправных цепях управления. Цепь сигнала обрыва цепи управления замыкается и при исчезновении питания схемы управления, так как при КЗ в любой цепи схемы управления автоматический выключатель  $SF1$  отключается своим максимальным расцепителем и оба реле  $KQT1$  и  $KQCI$  оказываются обесточенными. То же происходит и при обрыве цепей питания. Таким образом, этот сигнал контролирует не только обрыв цепи последующей операции, но и исчезновение оперативного тока.

На объектах с небольшим количеством присоединений и постоянным дежурным персоналом контроль исправности цепи последующей операции производится при помощи красной и зеленой ламп, включаемых аналогично реле *KQС1* и *KQT1* соответственно — схема со световым контролем цепей управления.

#### 4.12. С и г н а л и з а ц и я    п о л о ж е н и я    в ы к л ю ч а т е л я .

Схемы управления включают в себя также информацию о положении выключателя и о реализации поданной оперативной команды: Включенное положение выключателя сигнализируется ровным свечением красной лампы *HLR1*, устанавливаемой над ключом управления справа, а отключенное положение выключателя — ровным свечением зеленой лампы *HLG1*, устанавливаемой над ключом управления слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Фиксация ранее поданной команды при использовании в схеме ключа управления с самовозвратом производится при помощи двухпозиционного промежуточного реле *KQQ1* типа РП8. При подаче команды на включение реле *KQQ1* срабатывает по первой катушке от реле команды *KСС1* и остается в таком положении до тех пор, пока не будет подана команда на отключение от реле *KСТ1*. Тогда замыкается цепь второй катушки *KQQ1* и реле возвращается в исходное положение. Таким образом, реле *KQQ1* фиксирует именно команду оператора, но не положение выключателя.

Если произошло аварийное отключение выключателя от защиты или по другим причинам, зеленая лампа сигнализации положения выключателя мигает. Мигание происходит по цепи шинка мигания  $(+)EP$  — замкнутый контакт *KQ.Q1.3* [так как ранее была подана команда на включение (выключатель был включен) ] замкнутый вспомогательный контакт

выключателя, сигнализирующий отключенное состояние выключателя. При этом красная лампа погашена,

При автоматическом включении выключателя (без подачи команды оператором, например, при АВР) по аналогичной цепи несоответствия положения выключателя и последней поданной команды от шинки мигания происходит мигание красной лампы при погашенной зеленой.

В качестве устройств мигающего света рекомендуется применять бесконтактные прерыватели типа ППБ-1 для схем на оперативном переменном токе и ППБ-2 для схем на постоянном оперативном токе, освоенные ПО «Средаэлектроаппарат», г. Ташкент. Устройство ППБ-2 устанавливается на щите постоянного тока и является общим для всех ламп сигнализации положения объектов, оперативные цепи которых питаются от этого ЩПТ.

Прерыватели собраны на полупроводниковых элементах и не содержат подвижных частей. Все элементы схемы расположены на печатной плате, смонтированной на пластмассовом основании, и защищены съемным кожухом. Габариты прерывателя соответствуют реле типа РП-23. Прерыватель постоянного тока ППБ-2 работает следующим образом. При замыкании цепей несоответствия индивидуальные цепи ламп сигнализации положения подключаются к шинке мигания  $(+)EP.m.e.k.$  выходу прерывателя  $U_{вых}$ . Происходит заряд конденсатора  $C1$  по цепи «+» —  $R1, R2$  —  $(+)EP$  — нагрузка (лампы сигнализации положения) — «—». При заряде конденсатора  $C1$  до напряжения, равного напряжению отпирания динистора  $УД.1$ , последний открывается, подавая тем самым управляющий сигнал на тиристор  $УД2$ . Тиристор  $УД2$  открывается, и нагрузка включается на источник питания. Кроме того, по цепи «+» —  $УД2$  —  $R5, R6$  — «—» начинает заряжаться конденсатор  $C2$ . При заряде конденсатора  $C2$  до напряжения отпирания динистора  $УД4$  последний открывается и открывает

тиристор *УД5*. При этом конденсатор *С2* подключается к тиристорному *УД2*, подавая обратное напряжение смещения, и *УД* запирается. Нагрузка отключается от источника питания, начинается заряд конденсатора *С1*. Цикл работы повторяется до тех пор, пока не будет произведено квитирование сигнала аварийного отключения, т.е. разомкнута цепь нагрузки между выводами + и — *Uвых*. Для этого оператор должен привести реле фиксации команды *КQQ1* в соответствие с действительным положением выключателя. Например, при аварийном отключении выключателя, для того чтобы снять мигание зелёной лампы, надо вернуть реле фиксации *КQQ1* в исходное положение. Это можно сделать, подав команду «Отключить» ключом управления *SA1*. Тогда сработает реле команды *КСТ1* и замкнет своим контактом цепь возвратной катушки *КQQ1*. Собирается цепь ровного свечения зелёной лампы от шинки *+ЕС*.

Но можно перефиксировать реле *КQQ1* и централизованно, с места оператора, что удобно и необходимо при большом количестве управляемых выключателей на щите управления. Для этого создается шинка съема мигания, питание на которую от шинки сигнализации *+ЕН* подается кнопкой съема мигания на пульте оператора, к этой шинке подсоединяются цепи возвратных катушек реле *КQQ1* всех выключателей, управляемых с одного щита управления.

### 7.13. С и г н а л и з а ц и я а в а р и й н о г о о т к л ю ч е н и я в ы к л ю ч а т е л я.

Цепь несоответствия положения выключателя и последней поданной команды используется и для звукового сигнала аварийного отключения выключателя. Реле фиксации *КQQ1* не возвращается в исходное положение при аварийном отключении выключателя, поэтому через его замыкающие контакты происходит замыкание цепи звуковой аварийной сигнализации. Этот сигнал должен обеспечиваться как при аварийном отключении выключателя.



чателя с трехфазным приводом , так и при аварийном отключении любой из фаз выключателя с пополюсными приводами. Это достигается параллельным;

включением вспомогательных контактов трех фаз выключателя  $QI$  в цепи сигнала аварийного отключения. При аварийном отключении выключателя и замыкании цепи от шинки сигнализации  $+EH$  до шинки звуковой аварийной сигнализации  $EHA$  автоматически формируется звуковой аварийный сигнал через устройство центральной сигнализации щита управления, откуда управляется отключивший выключатель. В сочетании с миганием зеленой лампы звуковой сигнал привлечет внимание дежурного именно к тому выключателю, который отключился аварийно. звуковые сигналы аварийной сигнализации, как же как и предупреждающей сигнализации исправности цепей управления, снимаются вручную соответствующими кнопками на пульте оператора.

## 8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1. Требования к персоналу, производящему обслуживание устройств РЗ и А.

На каждом энергообъекте, согласно ПУЭ, должен быть организован постоянный и периодический контроль технического состояния энергоустановок, определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по их техническому и технологическому надзору, утверждены его должностные обязанности.

Постоянный контроль технического состояния оборудования должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение

технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Работники энергообъектов, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений энергообъекта должны:

- а) организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- б) вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- в) контролировать состояние и ведение технической документации;
- г) вести учёт выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий.

К оперативному обслуживанию электроустановок допускаются лица знающие оперативные схемы , должностные и эксплуатационные инструкции , особенности оборудования и прошедшие обучение и проверку знаний .

При приёмке смены оперативный персонал обязан:

- а) ознакомиться по схеме с состоянием и режимом работы оборудования на своём участке путём личного осмотра в объеме, установленном инструкцией;
- б) получить сведения от дежурного, сдающего смену , об оборудовании за которым надо нести тщательное наблюдение для предупреждения аварии или неполадок и об оборудовании находящемся в ремонте или резерве ;
- в) проверить и принять инструмент, материалы , ключи от помещений , средства защиты , оперативную документацию и инструкции;
- г) ознакомиться со всеми записями распоряжениями за время, прошедшее с его последнего дежурства;
- д) оформить приёмку смены записью в журнале, ведомости, а так же на оперативной схеме подписями лица принимающего смену, лица сдающего её;

е) доложить старшему по смене о выступлении на дежурство и о неполадках замеченных при приёмке смены.

Приёмка и сдача смены при ликвидации аварии, производство переключений или операций по включению оборудования запрещается. При длительном времени ликвидации аварии сдача смены осуществляется с разрешения администрации.

8.2. Работы на панелях и в цепях управления, релейной защиты и электроавтоматики.

Для обеспечения безопасности работ проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрических соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока независимо от их числа допускается выполнить заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно заколачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже или токоведущих цепей при выполнении сварочных работ;

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроравтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, по памяти запрещается.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

При необходимости производства каких-либо работ в цепях или на аппаратуре РЗА и телемеханики при включённом основном оборудовании принимаются дополнительные меры против его случайного отключения.

### 8.3. Экологичность

При работе энергоустановок, согласно ПУЭ, должны применяться меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, шума, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий.

Антропогенное воздействие объектов энергетического комплекса на окружающую среду многосторонне: напыление, задымление, тепловое и электромагнитное воздействие и т.д. Проведённые исследования показали, что отрицательное воздействие строительства и эксплуатации ВЛ низких

напряжений (35-220 кВ) малозначительно, тогда как сооружение ВЛ сверхвысоких напряжений имеет более выраженное отрицательное воздействие на окружающую среду, поскольку наряду с увеличением отвода земель растёт роль непосредственного воздействия на животные и растительные организмы.

Источниками воздействия на окружающую среду при эксплуатации ВЛ являются: электрические провода, опоры, подстанции и открытые распределительные устройства.

Вредное воздействие на окружающую среду подстанции зависит от способа охлаждения трансформаторов, уровня помех радио-, телефонной и высокочастотной связи, строительного планировочных решений. Очень важным вопросом в изучении воздействия подстанций на среду является определение степени влияния подземных токов на подземные сооружения: трубопроводы, линии связи и т.д., так как при протекании через постоянного тока возникает эрозия металлических изделий находящихся в ней. Напряженность электромагнитного поля вблизи оборудования ПС может значительно превысить её величину вблизи ВЛ. Кроме того на ПС существует множество заземлённых и изолированных объектов, прикосновение к которым может вызвать искровые разряды на теле человека. Такие разряды сопровождаются большими импульсными токами, которые хотя и не приводят к необратимым патологическим изменениям в организме человека, но могут быть причиной стрессового состояния.

РЗА служит для своевременного обнаружения токов нулевой последовательности и препятствует возникновению опасных перенапряжений опасных для человека.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоблюдных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотделителей в маслоотделитель.

Согласно “Норм технического проектирования подстанции с высшим напряжением 35-750 кВ” для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии с автотрансформатором АТДЦТН-36000/220/110-У1, который установлен на подстанции Поярково, маслоприемники, маслоотводы, маслосборник. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от автотрансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслосборник емкостью 100 м<sup>3</sup>.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. Допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории застройки следует принять по табл. 7 /9/ . На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений:

$$L_{a_{max}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$L_{a_{\max}} = 45$  дБА с 23<sup>00</sup>-7<sup>00</sup> часов.

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности можно воспользоваться данными /6/.

Для автотрансформатора мощностью 36 МВА:

$L_{a_{\text{экв}}} = 105$  дБА.

Для двух автотрансформаторов необходимо сложить уровни звука. Последовательность сложения уровней звукового давления начинают с определения максимального уровня. С начала определяют разницу двух складываемых уровней, а затем из установленной разницы по табл. 4 /9/ находим добавку, которую прибавляют к большему из складываемых уровней. Для источников шума с разницей равной 0 добавка равна 3, следовательно звуковое давление от двух автотрансформаторов:

$$L_{a_{\text{экв}}} = 105 + 3 = 108 \text{ дБА.} \quad (62)$$

Звуковое давление от точечного ненаправленного источника до точки на расстоянии  $r$  равно:

$$L = L_0 - 10 \cdot \lg 2 \cdot \pi \cdot r \cdot r = 108 - 10 \cdot \lg 2907,24356 = 31,077 \text{ дБА.} \quad (62)$$

Вывод: за 100 метров от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказать вредное воздействие на человека.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;
- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих



при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

8.4. Чрезвычайные ситуации. Пожарная  
безопасность.

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений должны соответствовать требованиям ППБ. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, исходя из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

На подстанции « Поярково» установлены два автотрансформатора напряжением 220 кВ единичной мощностью 36 МВА.. Масса каждого трансформатора 120 тонн, из которых 40 тонн приходится на трансформаторное масло, которое выполняет роль изоляции и охлаждающей среды.

Трансформаторное масло не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены

маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара автоматическими стационарными устройствами, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений. 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 15 минут.

Маслосборники должны быть рассчитаны на полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла и должны быть закрытого типа.

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

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

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

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

РЗиА хоть и не уменьшает всего вредного воздействия подстанций на окружающую среду, но служит для локализации и устранения аварий

оборудования подстанций, в ходе которых вред нанесённый окружающей среде может быть значительным. Несвоевременное отключение КЗ может привести к возгоранию изоляционного масла в баках трансформаторов и выключателей, что может привести к возгоранию близлежащего кустарника и лесополосы.

## 9. НАДЕЖНОСТЬ

### 9.1. Общие положения, назначение и порядок выполнения расчетов

Подстанция представляет собой сложную электроэнергетическую установку, состоящую из элементов, объединенных в отдельные группы и взаимосвязанных в ходе технологического процесса, подчиненного основной цели - передаче электрической энергии потребителям. От надежности работы отдельных элементов, подсистем и ПС в целом зависит достижение основной цели.

В ГОСТ 27.002-83 понятие «надежность» определяется как «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции, в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки».

Вопросы надежности - это технико-экономическая проблема, решение которой позволяет определять время безотказной работы системы, ущерб от недоотпуска электроэнергии, а также целенаправленно изменять большинство факторов, влияющих на надежность.

Реальные схемы электрических соединений ПС могут быть представлены некоторой моделью, состоящей из взаимосвязанных элементов. Простые элементы схемы представляют собой совокупность комплексов оборудования, объединенных ошиновкой и коммутационной аппаратурой, и могут быть объединены в сложные. При расчете надежности коммутационного аппарата рассматривается все оборудование, входящее в его ячейку.

Единичными стационарными показателями надежности простых элементов схем электрических соединений являются:

- частота отказов  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления элемента  $T_v$ , ч;
- частота плановых ремонтов  $\mu$ , 1/год;
- средняя продолжительность планового ремонта  $T_p$ , ч.

В данной главе производится оценка надежности схемы ОРУ 220 кВ. Порядок выполнения расчетов /21,23/:

- составляется схема замещения;
- по справочным данным определяется исходная информация и показатели надежности для элементов схемы;
- определяется параметр потока отказов для последовательно соединенных элементов;
- определяется вероятность отказа для последовательно соединенных элементов;
- схема замещения сводится к параллельно соединенным блокам;
- определяются параметр потока отказов и вероятность отказа для параллельно соединенных блоков;
- определяется коэффициент простоя системы;

## 9.2. Расчет показателей надежности ОРУ 220кВ Нижегородской ГЭС, ЛЭП220 и ОРУ220 Полярково

На основе однолинейной схемы составим схему замещения ОРУ с точки зрения надежности (рис. ).

Исходные данные для определения показателей надежности элементов схем

Таблица 30 - Исходные показатели надежности элементов схемы

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_v$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч
АТ 220 кВ НБГЭС	0,025	60	1	30
Выключатели 220 кВ	0,06	20	0,14	30

Разъединители 220 кВ	0,01	7	0,166	12,8
Разъединители 13,75 кВ	0,01	7	0,166	6
Шины (на одно прис.)	0,013	5	0,166	4
ВЛ 220 кВ (на 100 км)	0,5	14,3	2,8	17
Генератор	0,87	49	1	90
Генераторный выключатель	0,04	20	0,2	40
Трансформатор	0,024	220	1	50
АТ 220 кВ Поярково	0,025	60	1	30
ВЛ 220	0.66	11	1.6	15.5

Таблица 31- Относительная частота отказов выключателей

Элемент	U <sub>НОМ</sub> , кВ	a <sub>оп</sub>	a <sub>к</sub>
Выключатель	220	0.006	0.013
	13,75	0.005	0.005

Для удобства составим таблицу для каждого элемента

Таблица 32- исходные данные

Элемент	$\omega$ , 1/год	T <sub>в</sub> , ч	$\mu$ , 1/год	T <sub>р</sub> , ч
1	0,87	49	1	90
2	0,04	20	0,2	40
3	0,01	7	0,166	6
4	0,024	220	1	50
5	0,01	7	0,166	12,8
6	0,06	20	0,14	30
7	0,01	7	0,166	12,8

8	0,025	60	1	30
9	0,01	7	0,166	12,8
10	0,06	20	0,14	30
11	0,01	7	0,166	12,8
12	0,013	5	0,166	4
13	0,013	5	0,166	4
14	0,06	20	0,14	30
15	0,06	20	0,14	30
16	0,06	20	0,14	30
17	0,06	20	0,14	30
18	0,01	7	0,166	12,8
19	0,01	7	0,166	12,8
20	0,01	7	0,166	12,8
21	0,01	7	0,166	12,8
22	0,01	7	0,166	12,8
23	0,01	7	0,166	12,8
24	0,01	7	0,166	12,8
25	0,01	7	0,166	12,8
26	0,5	14,3	2,8	17
27	0,5	14,3	2,8	17
28	0,5	14,3	2,8	17
29	0,5	14,3	2,8	17
30	0,01	7	0,166	12,8
31	0,013	5	0,166	4
32	0,06	20	0,14	30
33	0,06	20	0,14	30
34	0,06	20	0,14	30
35	0,06	20	0,14	30
36	0,01	7	0,166	12,8
37	0,01	7	0,166	12,8
38	0,025	60	1	30
39	0,025	60	1	30
40	0,013	5	0,166	4

## 9.2. Показатели надежности элементов

Расчет q для каждого элемента производится по формулам:

а) для расчета линии

$$q = \frac{w}{100} \cdot l \cdot \frac{T_B}{T_\Gamma}, \quad (63)$$

где l-длина линии.

б) для расчета шин

$$q = w \cdot n \cdot \frac{T_B}{T_\Gamma}, \quad (64)$$

где n-количество присоединений.

в) для расчета выключателя

$$q = \frac{(w_B \cdot T_{BB} + n \cdot w_p \cdot T_{BB})}{8760}, \quad (65)$$

где  $w_B, T_{BB}$ -параметры выключателя;

$w_p, T_{BP}$ -параметры разъединителя;

n-число разъединителей.

г) для расчета остальных элементов

$$q = \frac{w \cdot T_B}{8760}; \quad (66)$$

Расчет производится по формуле:

$$p = 1 - q; \quad (67)$$

Результаты расчета по выражениям (112) – (116) занесены в таблицу

27

Таблица 27 – Расчет p и q

Элемент	q	p
---------	---	---

1	$4,866 \cdot 10^{-3}$	0,99513
2	$9,93 \cdot 10^{-3}$	0,99007
3	$1,598 \cdot 10^{-5}$	0,999984
4	$6,027 \cdot 10^{-4}$	0,99939
5	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
6	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
7	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
8	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
9	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
10	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
11	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
12	$1,485 \cdot 10^{-5}$	0,999987
13	$1,485 \cdot 10^{-5}$	0,999987
14	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
15	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
16	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
17	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
18	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
19	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
20	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
21	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
22	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
23	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
24	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
25	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
26	$1,957 \cdot 10^{-3}$	0,998043
27	$1,957 \cdot 10^{-3}$	0,998043
28	$1,957 \cdot 10^{-3}$	0,998043
29	$1,957 \cdot 10^{-3}$	0,998043
30	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
31	$1,485 \cdot 10^{-5}$	0,999987
32	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
33	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
34	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989



35	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
36	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
37	$1,349 \cdot 10^{-5}$	0,999986
38	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
39	$1,059 \cdot 10^{-5}$	0,999989
40	$1,485 \cdot 10^{-5}$	0,999987

9.3. Расчет моделей выключателей Схема для расчета надежности приведена на рисунке 4 и 3 в приложении 3 и 4.

Производим расчет модели выключателя для нормального режима:

$$q'_2 = q_2 + a_{оп} \cdot N_2 + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{зг}) \cdot (1 - q_{ар})) \cdot (1 - (1 - q_1))]; \quad (68)$$

$$q'_{10} = q_{10} + a_{оп} \cdot N_{10} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзт}) \cdot (1 - q_{гз})) \cdot (1 - (1 - q_8))]; \quad (69)$$

$$q'_{14} = q_{14} + a_{оп} \cdot N_{14} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{12}) \cdot (1 - q_{26}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (70)$$

Где  $K_{апв} = [w_y / (w_y + w_{ну})] \cdot (1/100)$ ;

$$q'_{15} = q_{15} + a_{оп} \cdot N_{15} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{12}) \cdot (1 - q_{27}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (71)$$

$$q'_{16} = q_{16} + a_{оп} \cdot N_{16} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{13}) \cdot (1 - q_{28}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (72)$$

$$q'_{32} = q_{32} + a_{оп} \cdot N_{32} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{38}) \cdot (1 - q_{31}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (73)$$

$$q'_{33} = q_{33} + a_{оп} \cdot N_{33} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{39}) \cdot (1 - q_{31}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (74)$$

$$q'_{34} = q_{34} + a_{оп} \cdot N_{34} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{38}) \cdot (1 - q_{40}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (75)$$

$$q'_{35} = q_{35} + a_{оп} \cdot N_{35} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{39}) \cdot (1 - q_{40}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (76)$$

$$q'_{17} = q_{17} + a_{оп} \cdot N_{17} + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзл}) \cdot (1 - q_{дзш})) \cdot (1 - (1 - q_{13}) \cdot (1 - q_{29}))] \cdot (1 + K_{апв}); \quad (77)$$

$$q'_6 = q_6 + a_{оп} \cdot N_6 + a_{кз} \cdot [(1 - (1 - q_{дзт}) \cdot (1 - q_{гз})) \cdot (1 - (1 - q_4))]; \quad (78)$$

Данные расчета моделей выключателей рассчитанных по выражениям (116)-(122) занесены в таблицу 28

Модель потокоотказа выключателя.

$$w'_2 = w_2 + a_{оп} \cdot N_2 + a_{кз} \cdot (w_{зг} + w_{ар}) \cdot w_1; \quad (79)$$

$$w'_{10} = w_{10} + a_{оп} \cdot N_{10} + a_{кз} \cdot (w_{дзт} + w_{гз}) \cdot w_8; \quad (80)$$

$$w'_{14} = w_{14} + a_{оп} \cdot N_{14} + a_{кз} \cdot (w_{дзл} + w_{дзш}) \cdot (w_{12} + w_{26}) \cdot (1 + K_{апв}); \quad (81)$$

$$w'_{15} = w_{15} + a_{оп} \cdot N_{15} + a_{кз} \cdot (w_{дзл} + w_{дзш}) \cdot (w_{12} + w_{27}) \cdot (1 + K_{апв}); \quad (82)$$

$$w'_{16} = w_{16} + a_{оп} \cdot N_{16} + a_{кз} \cdot (w_{дзл} + w_{дзш}) \cdot (w_{13} + w_{28}) \cdot (1 + K_{апв}); \quad (83)$$

$$w'_{32}=w_{32}+a_{оп} \cdot N_{32}+a_{кз} \cdot (w_{дзл}+w_{дзш}) \cdot (w_{31}+w_{38}) \cdot (1+K_{апв}); \quad (84)$$

$$w'_{33}=w_{33}+a_{оп} \cdot N_{33}+a_{кз} \cdot (w_{дзл}+w_{дзш}) \cdot (w_{31}+w_{39}) \cdot (1+K_{апв}); \quad (85)$$

$$w'_{34}=w_{34}+a_{оп} \cdot N_{34}+a_{кз} \cdot (w_{дзл}+w_{дзш}) \cdot (w_{40}+w_{38}) \cdot (1+K_{апв}); \quad (86)$$

$$w'_{35}=w_{35}+a_{оп} \cdot N_{35}+a_{кз} \cdot (w_{дзл}+w_{дзш}) \cdot (w_{40}+w_{39}) \cdot (1+K_{апв}); \quad (87)$$

$$w'_{17}=w_{17}+a_{оп} \cdot N_{17}+a_{кз} \cdot (w_{дзл}+w_{дзш}) \cdot (w_{13}+w_{29}) \cdot (1+K_{апв}); \quad (88)$$

$$w'_6=w_6+a_{оп} \cdot N_6+a_{кз} \cdot (w_{дзт}+w_{гз}) \cdot w_4; \quad (89)$$

Данные расчета моделей потокоотказа снесем в таблицу 28

Таблица 28 – Параметры моделей выключателей

	$q'$	$w'$	$a_{оп}$	$a_{кз}$	N	$K_{апв}$
2	$1,035 \cdot 10^{-3}$	$1,006 \cdot 10^{-2}$	0,001	0,003	1	-
10	$8,017 \cdot 10^{-3}$	$8,192 \cdot 10^{-3}$	0,004	0,003	2	-
14	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,365
15	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,213
16	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,213
17	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,274
6	$8,017 \cdot 10^{-3}$	$8,192 \cdot 10^{-3}$	0,004	0,003	2	-
32	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,274
33	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,274
34	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,274

	2	2				
35	$1,202 \cdot 10^{-2}$	$1,219 \cdot 10^{-2}$	0,004	0,003	3	0,274

#### 9.4. Расчет вероятности отказа системы

Сворачиваем схему рисунок 9.

$$A1 = q_1 + q'_2 + q_4 + q'_6; \quad (90)$$

$$A1 = 1,712 \cdot 10^{-3} + 1,035 \cdot 10^{-3} + 1,712 \cdot 10^{-4} + 8,017 \cdot 10^{-3} = 1,094 \cdot 10^{-2}$$

$$A2 = q_8 + q'_{10}; \quad (91)$$

$$A3 = q_{32} + q'_{32} + q'_{34} + q_{34} + q'_{32} + q_{40} + q_{35} + q'_{33} + q'_{39} \quad (131)$$

$$A4 = q_{33} + q'_{35} + q'_{26} + q'_{31} + q_{35} + q'_{33} + q'_{39} + q_{34} + q'_{32} + q'_{40} \quad (92)$$

$$A5 = q_{33} + q'_{35} + q'_{26} + q'_{31} \quad (131)$$

$$A6 = q_{32} + q'_{34} + q'_{38} \quad (131)$$

$$A7 = A3 \cdot A4 + q_{39}; \quad (93)$$

$$A8 = A5 \cdot A6 + q_{38}; \quad (94)$$

$$A9 = A7 \cdot A8; \quad (131)$$

$$A10 = q'_{14} + q_{26} + q_{30} + A9 \quad (95)$$

$$A11 = q'_{15} + q_{27}; \quad (96)$$

$$A12 = q_1 + q'_2 + q_4 + q'_6 + q'_{16} + q_{13}; \quad (97)$$

$$A13 = q'_{17} + q_{29}; \quad (98)$$

$$A14 = A1 \cdot A1 \cdot A2 + q_{12}; \quad (99)$$

$$A15 = A10 \cdot A11; \quad (100)$$

$$A16 = A15 \cdot A14; \quad (101)$$

$$A10 = A12 \cdot A15; \quad (102)$$

$$q_c = A9 + A10; \quad (140)$$

Подставим данные в выражения (143)-(155)

$$q_c = 2,1087 \cdot 10^{-4}$$

Найдем вероятность отказа системы с учетом АВР на НБГЭС, по формуле полной вероятности.

$$q_{c1} = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A'_1A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A_1A'_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S/A'_1A'_2) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2); \quad (103)$$

$$q_{c1} = 2,6543 \cdot 10^{-4}$$

Найдем вероятность отказа системы с учетом УРОВ на НБГЭС.

$$q_{c2} = q_{c1} \cdot P_{дзш} \cdot P_{уров} + 0,5 \cdot (q_{дзш} \cdot P_{уров}) + 0,5 \cdot (P_{дзш} \cdot q_{уров}) + 0,5 \cdot (q_{дзш} \cdot q_{уров}); \quad (142)$$

$$q_{c2} = 2,7942 \cdot 10^{-4}$$

#### 9.5. Находим потокоотказы системы

$$W1 = w_1 + w'_2 + w_4 + w'_6 + w'_2; \quad (104)$$

$$W2 = W1 \cdot W1 + 2 \cdot q_2 \cdot (W1 - w'_2); \quad (105)$$

$$W3 = w_8 + w'_{10} + w_8; \quad (106)$$

$$W4 = W2 \cdot W3 + q_8 \cdot W2; \quad (107)$$

$$W5 = W4 + w_{12} + w_{12}; \quad (108)$$

$$W20 = w_{32} + w'_{34} + w'_{38} + w_{34} + w'_{32} + w'_{40} + w_{35} + w'_{33} + w'_{39};$$

$$W21 = w_{33} + w'_{35} + w'_{26} + w'_{31} + w_{35} + w'_{33} + w'_{39} + w_{34} + w'_{32} + w'_{40};$$

$$W22 = w_{33} + w'_{35} + w'_{26} + w'_{31};$$

$$W23 = w_{32} + w'_{34} + w'_{38};$$

$$W24 = W20 \cdot W22 + q_{26} \cdot (W20 - w_{26}) + q_{26} \cdot (W22 - w_{26});$$

$$W25 = W21 \cdot W23 + q_{40} \cdot (W21 - w_{40}) + q_{40} \cdot (W23 - w_{40});$$

$$W26 = W24 \cdot W25 + q_{38} \cdot (W25 - w_{39}) + q_{39} \cdot (W24 - w_{38});$$

$$W6 = w'_{14} + w_{26} + w_{26}; \quad (109)$$

$$W7 = w'_{15} + w_{27} + w_{27}; \quad (110)$$

$$W8 = W6 \cdot W7 + q_{27} \cdot (W6 - w_{26}) + q_{26} \cdot (W7 - w_{27}); \quad (111)$$

$$W9 = W8 \cdot W5 + q_{12} \cdot W5; \quad (112)$$

$$W10 = w_1 + w'_2 + w_4 + w'_6 + w_{28} + w_{13} + w_{28}; \quad (113)$$

$$W11 = w'_{17} + 2 \cdot w_{29}; \quad (114)$$

$$W_{12} = W_{10} \cdot W_{11} + q_{29}(W_{10} - w_{28}) + q_{28}(W_{11} - w_{29}); \quad (115)$$

$$W_c = W_9 + W_{12} + W_{12}; \quad (116)$$

Подставим данные в выражения (143)-(155) найдем потокоотказ системы с учетом оперативных переключений

$$W_c = 0,427$$

### 9.6. Временные параметры системы

Среднее время восстановления системы:

$$t_{в} = \frac{q_{с2} \cdot T_{г}}{W_c - w_{пр.нб}}; \quad (156)$$

$$t_{в} = \frac{2,7942 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{0,427 - 0,172} = 14,21 \text{ час};$$

Время безотказной работы:

$$T_c = 8760 / (W_c - w_{пр.нб}); \quad (117)$$

$$T_c = 8760 / (0,427 - 0,172) = 52110,2 \text{ час};$$

$$T_c = 6,08 \text{ лет};$$

Расчетное время без отказной работы

$$T_p = 0,105 \cdot T_c; \quad (118)$$

$$T_p = 5842 \text{ час};$$

## 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

### 10.1. Общие положения

В современных условиях важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

Согласно /4/ технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением.

Настоящая методика предназначена для получения оперативной оценки экономического ущерба от технологических нарушений за время работы комиссии по расследованию аварий и отказов.

В основу методики положены следующие основные принципы:

- последствия, возникающие при технологических нарушениях, могут существенно отличаться в зависимости от типа энергопредприятия, выполняемых им функций, времени нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов;

- последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. Социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущербов;

- ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии;

- для оперативного определения экономического ущерба от технологического нарушения в настоящей методике в качестве исходных данных используются периодически контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

## 10.2. Порядок расчета экономического ущерба

Экономический ущерб ( $Y$ ) от технологического нарушения согласно /7/ в общем случае представляется в виде суммы составляющих:

$$Y = \sum Y_i - S_{\text{воз}}, \quad (119)$$

где  $Y_1$  - безвозвратные потери средств производства, руб;

$Y_2$  - затраты на ремонтно-восстановительные работы, руб;

$Y_3$  - потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода), руб;

$Y_4$  - потери от ухудшения технологических параметров, руб;

$Y_5$  - возмещение убытков потребителям, руб;

$У_6$  - возмещение экологического ущерба, руб;

$У_7$  - возмещение социального ущерба, руб;

$S_{\text{воз}}$  - возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводов-изготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

В зависимости от типа энергопредприятия и вида технологического нарушения часть составляющих в (119) может отсутствовать или ими можно пренебречь из-за их незначительности.

Ниже даются рекомендации по определению каждой составляющей экономического ущерба на энергопредприятиях, осуществляющих выработку, передачу и распределение электрической энергии.

Безвозвратные потери средств производства устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др.:

$$У_1 = S_{O_i} + S_{M_j} + S_{T_k} + S_{\text{ПР}} , \quad (120)$$

где  $S_{O_i}$  - остаточная балансовая стоимость  $i$ -го не подлежащего восстановлению оборудования или сооружения, руб.;

$S_{M_j}$  - стоимость потерь  $j$ -го вида материалов, руб.;

$S_{T_k}$  - стоимость потерь  $k$ -го вида топлива, руб.;

$S_{\text{ПР}}$  - прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушение пожара, проведение спасательных работ и др, руб.

Затраты на ремонтно-восстановительные работы устанавливаются на основе двух смет:

$$У_2 = S_{\text{РЕМ}} + S_{\text{НАЛ}} , \quad (121)$$



где  $S_{РЕМ}$  - сметная стоимость ремонтных работ, руб.;

$S_{НАЛ}$  - сметная стоимость наладочных работ, руб.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{РЕМ} = S_{ДЕМ} + S_{М} + S_{Р} + S_{ТР} + S_{П}, \quad (122)$$

где  $S_{ДЕМ}$  - стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений, руб.;

$S_{М}$  - стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ, руб.;

$S_{Р}$  - стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом, руб.;

$S_{ТР}$  - транспортные расходы, руб.;

$S_{П}$  - прочие затраты, руб.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытания и наладку оборудования, доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материалов на пуски и остановки энергетического оборудования.

Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода).

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба учитывает потери прибыли из-за снижения объема производимой энергии вследствие технологического нарушения. Порядок расчета упущенной выгоды зависит от типа энергопредприятия.

Для энергосистемы определение упущенной выгоды производится в том случае, если в результате технологического нарушения существенно

изменились сальдо-перетоки электроэнергии и произошло отключение или ограничение электроснабжения потребителей.

Согласно /5/ недоотпущенная потребителю электрическая энергия определяется как разность между среднесуточным потреблением электроэнергии за ближайший подобный период с нормальным электроснабжением (рабочий, выходной день), предшествующий ограничению или отключению, и фактическим потреблением за период, в котором имел место недоотпуск электроэнергии потребителю, т.е.

$$W_{HOi}(T_i)=[W_{CPi} - W_{\Phi i}(k)]+[W_{CPi} - W_{CPi}(l)], \quad (123)$$

где  $W_{HOi}(T_i)$  - недоотпуск электроэнергии  $i$ -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения ( $T_i$ ), включающий в себя  $n$  рабочих дней и  $m$  выходных дней, кВт.ч;

$W_{CPi}$  - среднесуточное потребление электроэнергии  $i$ -м потребителем в рабочие дни с нормальным электроснабжением, кВт.ч;

$W_{CPi}$  - то же, но в выходные дни, кВт.ч;

$W_{\Phi i}(k)$  - фактическое потребление электроэнергии  $i$ -м потребителем в  $k$ -ый рабочий день, приходящийся на период ограничения или отключения электроснабжения, кВт.ч;

$W_{CPi}(l)$  - то же, но в  $l$ -ый выходной день.

Упущенная выгода приближенно определяется по формуле:

$$Y_3 = W_{HOi}(T_i) \cdot (Ц_i - s_{TCP}), \quad (124)$$

где  $Ц_i$  - средняя цена 1 кВт.ч электроэнергии для  $i$ -го потребителя, руб;

$s_{TCP}$ - расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт.ч отпускаемой потребителям электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение, руб.

Ущерб от ухудшения технологических параметров определяется при технологических нарушениях в энергосистеме, если они приводят к необходимости ввода резерва генерирующей мощности взамен выбывшей мощности и (или) к существенным изменениям режима работы электрической сети. В практике эксплуатации это может случиться при выходе из работы основных элементов энергосистемы (системообразующих линий электропередачи, межсистемных связей, крупных блоков электростанций, мощных трансформаторов и автотрансформаторов) с каскадным развитием аварии. Ущерб происходит в случае увеличения удельных расходов и цены условного топлива на замещающем оборудовании, увеличения потерь электроэнергии в электрической сети, отклонения параметров послеаварийного режима от параметров, рассчитанных для нормального режима. Строгий учет всех изменений параметров послеаварийного режима связан с проведением большого объема расчетов. Ниже даются рекомендации для получения приближенной оценки составляющей ущерба от ухудшения технологических параметров с приемлемой для практики точностью.

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети может быть вычислена по формуле:

$$Y_4 = (dW_{\text{ФАК}} - dW_{\text{РАС}} \cdot W_{\text{ФАК}}/W_{\text{РАС}}) \cdot G_{\text{ЗАМ}}, \quad (125)$$

где  $dW_{\text{ФАК}}$ ,  $W_{\text{ФАК}}$  - соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение;

$dW_{PAC}$ ,  $W_{PAC}$  - соответственно расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{ЗАМ}$  - топливная составляющая себестоимости 1 кВт.ч на наименее экономичной электростанции в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца.

Возмещение убытков потребителям вследствие отключения или ограничения электроснабжения определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии:

$$Y_5 = S_{Эi}, \quad (126)$$

где  $S_{Эi}$  - сумма платежа, подлежащая выплате  $i$ -му потребителю электроэнергии, руб.

Возмещение экологического ущерба включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений. Величина  $Y_6$  принимается по факту предъявленных со стороны местных или федеральных природоохранных органов претензий, которые подлежат удовлетворению в соответствии с действующим законодательством:

$$Y_6 = S_{ШТ} + S_{РАБ}, \quad (127)$$

где  $S_{ШТ}$  - сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения, руб.;

$S_{РАБ}$  - стоимость работ, выполняемых энергопредприятием, для устранения экологических последствий от технологического нарушения, руб.

Социальные последствия от технологического нарушения характеризуются числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания. Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты в соответствии с законодательством о социальной защите людей.

10.3. Определение экономического ущерба при аварийном отключении линии 220кВ «Поярково» на Нижнебурейской ГЭС.

Определим ущерб от полного перерыва в электроснабжении в период зимнего максимума из-за повреждения одноцепной линии электропередач «Поярково» на Нижнебурейская ГЭС. В связи с аварией цепь ЛЭП была выведена из строя (обрыв провода, раскол изоляторов).

Необходимо определить общий ущерб. Данные для расчета экономического ущерба были взяты с учетом районного-дальневосточного коэффициента, равный 1,6 и рыночного, равный 0,28:

Так как безвозвратных потерь оборудования, сооружений, материалов и топлива в результате технологического нарушения не установлено, принимаем:

$$У_1 = 0 \text{ руб.}$$

Определим затраты на ремонтно-восстановительные работы:

$$У_2 = S_{рем} = S_{из} + S_{тр.з} + S_{раб} + S_{пр} = 1900 + 600 + 5000 + 10000 = 17600 \text{ руб.}$$

Упущенная выгода определяется по формуле (6). Недоотпуск электроэнергии за время простоя определим из расчета надежности по формуле:

$$W_{\text{деф}} = P_{\text{деф}} \cdot p(P_{\text{деф}}) \cdot T_{\text{Г}} = 35667 \cdot 4,82 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 150597 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$У_3 = 150597 \cdot (0,96 - 0,45) = 76804 \text{ руб.}$$

Потери из-за ухудшения технологических параметров отсутствуют:

$$У_4 = 0.$$

По условиям договора за внезапное отключение энергосистема обязана выплатить в трехкратном размере от среднего тарифа, за отключение с предупреждением в размере среднего тарифа.

Недоотпуск энергии в режиме внезапного отключения определяется по формуле:

$$W_{\text{во}} = K_{\text{во}} \cdot P_{\text{деф}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (128)$$

где  $K_{\text{во}}$  - коэффициент внезапного отключения (определяется по результатам расчета надежности).

$$W_{\text{во}} = 4,82 \cdot 10^{-4} \cdot 35667 \cdot 8760 = 150597 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Недоотпуск энергии в режиме отключения с предупреждением определяется по формуле

$$W_{\text{по}} = K_{\text{по}} \cdot P_{\text{деф}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (130)$$

где  $K_{\text{по}}$  - коэффициент отключения с предупреждением (определяется по результатам расчета надежности).

$$W_{\text{по}} = 5,36 \cdot 10^{-4} \cdot 35667 \cdot 8760 = 167469 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, сумма возмещения убытка потребителям составит:

$$У_5 = (3 \cdot 150597 + 167469) \cdot 0,96 = 594486 \text{ руб.}$$

Так как экологические последствия от технологического нарушения отсутствовали, принимаем:

$$У_6 = 0.$$

При отсутствии социальных последствий от технологического нарушения принимается:

$$У_7 = 0.$$

В произошедшей аварии нет вины сторонних организаций. Поэтому:

$$У_{\text{воз}} = 0.$$

Общий экономический ущерб (У) от технологического нарушения определяем по формуле (1).

$$У = 0 + 17600 + 76804 + 0 + 594486 + 0 + 0 - 0 = 688890 \text{ руб.}$$

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 1986.–464с.

2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

3 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– В3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.– М.: Издательство МЭИ, 1998.–368с.

4 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

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

6 ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.

7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.

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



9 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

10 Правила устройства электроустановок.

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

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

13 РД 34.03.122-93. Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ.

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

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

16 СанПиН2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

17 СНиП II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума

18 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

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

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.