

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Майская напряжением 35/10 кВ в Хабаровском крае

Исполнитель

студент группы 742 об1

(подпись, дата)

Н.Е. Сазонова

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сазоновой Натальи Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Майская напряжением 35/10 кВ в Хабаровском крае

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 02.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы полученные во время прохождения производственной и преддипломной практик

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

Обоснование необходимости демонтажа Майской ГРЭС и сооружения подстанции Майская, расчет токов кз, выбор оборудования, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема подключения ПС «Майская» к системе внешнего электроснабжения, подробная однолинейная ПС «Майская» 35/10 кВ, план расположения основного оборудования ПС «Майская»

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. – консультант по разделу «безопасность и экологичность»

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич

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

доцент, к.т.н.

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 10 рисунков, 23 таблицы, 88 формул, 23 источника, 3 приложения.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, БЛОЧНО МОДУЛЬНОЕ ЗДАНИЕ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДУГОВАЯ ЗАЩИТА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ОТХОДЯЩЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ

В представленной работе разработан один из вариантов реконструкции Хабаровских электрических сетей при вводе в эксплуатацию новой ПС «Майская» номинальным напряжением 35/10 кВ. В работе рассмотрен вариант подключения указанной ПС к системе внешнего электроснабжения, выбрано основное необходимое оборудование, в частности, воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также все вспомогательное оборудование включая устройства компенсации реактивной мощности устройства защиты и автоматики. В разделе «безопасность и экологичность» рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Климатическая характеристика	9
2 Обоснование необходимости демонтажа Майской ГРЭС и сооружения ПС «Майская»	10
2.1 Краткая характеристика Майской ГРЭС	10
2.2 Обоснование введения в эксплуатацию новой ПС Майская	10
3 Обоснование электрической нагрузки подстанции	12
3.1 Определение расчетных мощностей нагрузки ТП	13
3.2 Прогнозирование электрических нагрузок	18
3.3 Компенсация реактивной мощности	19
4 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС Майская	21
5 Выбор схемы РУ	23
6 Выбор точек присоединения к сети, расчет и выбор сечения провода ЛЭП 35 кВ	25
6.1 Расчет и выбор сечения питающей ВЛ 35 кВ	28
7 Определение величины токов короткого замыкания на ПС «Майская»	31
8 Выбор оборудования ПС «Майская»	39
8.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	39
8.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	43
8.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	44
8.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	45
8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	46
8.6 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	48
8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	49
8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
8.9 Выбор жестких шин 10 кВ	54

8.10 Выбор жестких шин 35 кВ	56
9 Расчет показателей надежности ПС «Майская»	59
10 Защита силовых трансформаторов ПС «Майская»	65
10.1 Дифференциальная защита	65
10.2 Газовая защита	68
10.3 Защита от перегрузки	69
10.4 Максимальная токовая защита	70
11 Автоматика ввода резерва	71
12 АИИСКУЭ	74
13 Телемеханика	76
14 АСУ	80
15 Дуговая защита шин	85
16 УРОВ	86
17 БМРЗ	88
18 Расчет экономических показателей	94
19 Безопасность и экологичность	97
19.1 Безопасность	97
19.2 Экологичность	101
19.3 Чрезвычайные ситуации	108
Заключение	111
Библиографический список	112
Приложение А – Данные о трансформаторных подстанциях 10 кВ	115
Приложение Б – Расчет потерь мощности в ТП	116
Приложение В – Расчет нагрузок 10 кВ ТП	117

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ДЗ – дуговая защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Хабаровском крае остро стоит вопрос о закрытии Майской ГРЭС как поставщика электрической и тепловой энергии потребителям, это связано со значительным износом как основного, так и вспомогательного оборудования, при этом в данном регионе была введена в эксплуатацию современная Совгаваньская ТЭЦ которая практически полностью взяла на себя электрическую и тепловую нагрузку. Тем не менее в районе расположения Майской ГРЭС имеется необходимость возведения новой ПС для удовлетворения спроса в электрической энергии указанного района.

Целью данной работы является разработка экономически целесообразного варианта реконструкции электрических сетей Хабаровского края в районе расположения ПС Майская при подключении данного объекта, а также выбор всего необходимого основного и вспомогательного оборудования для указанного объекта с целью покрытия нужд в электрической энергии потребителей.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время в связи с закрытием такого предприятия как Майская ГРЭС возникает необходимость создания источника электрической энергии в данном районе, вновь вводимая ПС позволит подключить уже имеющихся потребителей и обеспечит высокую надежность и качество электроснабжения.

В ходе выполнения данной работы необходимо решить следующие задачи:

- Обоснование возведения новой ПС Майская;
- Расчет электрических нагрузок для вновь вводимой ПС Майская;
- Разработка варианта подключения нового объекта электроэнергетики к системе внешнего электроснабжения;
- Выбор силовых трансформаторов для питания потребителей, а также типа и сечения провода линий электропередачи;

- Обоснование и выбор типа распределительных устройств низкого и высокого напряжения указанной ПС;
- Получение всех характеристик токов короткого замыкания в вышеуказанных распределительных устройствах ПС «Майская»;
- Выбор и проверка по условиям протекания токов короткого замыкания токоведущего, коммутационного и измерительного оборудования;
- Расчет и анализ режима работы электрической сети после ввода в эксплуатацию ПС «Майская»;
- Расчет уставок микропроцессорных защит силовых трансформаторов ПС «Майская»;
- Расчет системы молниезащиты и заземления ПС «Майская»;
- Расчет показателей надежности ПС «Майская»;
- Расчет необходимых капиталовложений для введения в эксплуатацию нового объекта электроэнергетики ПС «Майская»;
- Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности при эксплуатации электрооборудования.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

При выборе электротехнического оборудования в частности располагаемого на открытом воздухе (выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения), следует особое внимание уделять климатической характеристике района расположения рассматриваемого объекта.

Неправильный выбор оборудования приведёт к нарушениям в его работе, отказам или в худшем случае чрезвычайной ситуации включая короткое замыкание, возгорание, угрозу жизни обслуживающему персоналу подстанции. На основании вышесказанного необходимо проводить выбор оборудования основываясь на климатической характеристике местности, поэтому в данном разделе приводятся все необходимые данные, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	- 54
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Высшая температура воздуха, °С	40
Число грозových часов в год	88
Вес снегового покрова, кгс/м ²	50
Температура гололедообразования, °С	- 10
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3

2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ДЕМОНТАЖА МАЙСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

2.1 Краткая характеристика Майской ГРЭС

Майская ГРЭС представляет собой паротурбинную тепловую электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции - 30,2 МВт, установленная тепловая мощность - 15,4 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется каменный уголь различных месторождений. Основное оборудование станции введено эксплуатацию в 1952 году, что по меркам электроэнергетики является очень большим сроком. Практически все оборудование тепловой электростанции (энергетическое, здания и сооружения) частично полностью исчерпало свой ресурс и в настоящее время стоит вопрос закрытия и демонтажа данного предприятия т.к. возможность реконструкции не представляется возможной.

2.2 Обоснование введения в эксплуатацию новой ПС Майская

В настоящее время в рассматриваемом регионе введен в эксплуатацию новый источник тепловой и электрической энергии Совгаваньская ТЭЦ, которая обеспечивает энергией практически всех потребителей рассматриваемого района, а также будет снабжать ею новый морской порт. Исходя из вышесказанного необходимость в работе Майской ГРЭС отпадает полностью.

Тем не менее при демонтаже Майской ГРЭС в районе ее расположения образуется дефицит электрической энергии, поэтому для его покрытия и возникает острая необходимость в сооружении дополнительного источника электроэнергии в частности понижающей подстанции «Майская».

Ввод данного объекта позволит подключить существующих потребителей и обеспечить им высокий уровень надежности и качества электроснабжения.

3 ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

В данном разделе проводим расчет электрических нагрузок трансформаторной подстанции Майская после ввода ее в эксплуатацию. Для определения мощности нагрузки необходимо привести данные по трансформаторным подстанциям, которые будут подключаться к шинам низкого напряжения данной ПС.

Данные о трансформаторных подстанциях представлены в таблице 2. Расчетная мощность нагрузки определена согласно данным контрольного замера, проводимого в электрических сетях в 2020 году, так же указаны номинальные мощности установленных трансформаторов.

Таблица 2 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН ТП

Наименование ТП	Ррасч, кВт	Qрасч, квар	Sрасч, кВА	Nтр, ед.	Sном.тр, кВА
1	2	3	4	5	6
97	368,40	218,10	428,12	2	400
84	92,70	78,05	121,18	1	250
83	175,68	101,14	202,71	1	400
249	87,84	50,57	101,36	1	160
85	174,00	34,80	177,45	1	400
162	68,93	49,81	85,04	1	160
143	75,00	56,24	93,75	1	250
87	254,40	177,34	310,11	2	250
90	252,96	179,98	310,45	2	250
94	125,28	25,06	127,76	1	250
95	97,44	19,49	99,37	1	250
93	68,93	49,81	85,04	1	160
75	292,32	58,46	298,11	2	400
41	240,00	180,00	300,00	2	400

1	2	3	4	5	6
175	271,44	54,29	276,82	1	400
176	160,08	32,02	163,25	1	150
179	139,20	27,84	141,96	1	250
209	235,80	171,22	291,40	1	400
89	34,80	6,96	35,49	1	160
210	153,12	30,62	156,15	1	250
182	67,44	13,49	68,78	1	160
224	268,20	53,64	273,51	1	400
226	282,36	56,47	287,95	2	400
221	13,44	2,69	13,71	1	160
228	254,68	155,92	298,61	2	250
227	226,80	155,92	275,22	1	400
230	384,00	259,87	463,67	2	400
229	378,00	259,87	458,71	2	400
232	150,72	66,19	164,61	1	400
231	22,68	15,59	27,52	1	160
234	90,53	45,78	101,45	1	250
233	66,53	45,78	80,76	1	250
236	110,88	75,84	134,34	1	250

Далее проводим расчет мощности нагрузки на стороне ВН каждой ТП, так же расчет приведен в приложении А.

3.1 Определение расчетных мощностей нагрузки ТП

Расчетная мощность нагрузки ТП определяется суммированием мощности нагрузки на стороне НН и потерь мощности в трансформаторах [9], следовательно, в данном разделе проводим расчет потерь в трансформаторах

и суммируем их с нагрузками соответствующих ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе [7]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{\text{эф}}^2 + \Delta P_x \quad (1)$$

ΔP_x - потери активной мощности трансформатора.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{\text{расч}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100} \quad (2)$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная полная мощность нагрузки;

u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

I_x - ток холостого хода трансформатора, %.

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в двух трансформаторах ТП 97 (учитывая паспортные данные трансформаторов):

$$\Delta P_m = 2 \cdot \left(5,5 \cdot \left(\frac{428,12}{2 \cdot 400} \right)^2 + 0,9 \right) = 4,95 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left(\frac{4,5 \cdot (428,12 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 400} + \frac{1,5 \cdot 400}{100} \right) = 22,31 \text{ квар}$$

Определяем полную мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (3)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,95^2 + 22,31^2} = 22,85 \text{ кВА}$$

Определяем мощность на стороне ВН каждой ТП по следующим формулам:

$$S_{расчВН} = \Delta S_m + S_{расч} \quad (4)$$

$$S_{расчВН} = 22,85 + 428,12 = 450,97 \text{ кВА}$$

$$P_{расчВН} = \Delta P_m + P_{расч} \quad (5)$$

$$P_{расчВН} = 4,95 + 368,4 = 373,35 \text{ кВт}$$

$$Q_{расчВН} = \Delta Q_m + Q_{расч} \quad (6)$$

$$Q_{расчВН} = 22,31 + 218,1 = 240,41 \text{ квар}$$

Аналогично проводим расчеты для остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Потери в трансформаторах и расчетная мощность нагрузки на стороне ВН ТП

Наименование КТП	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла		
	$\Delta P_m,$ кВт	$\Delta Q_m,$ квар	$\Delta S_m,$ кВА	$P_{расчВН},$ кВт	$Q_{расчВН},$ квар	$S_{расчВН},$ кВА
1	2	3	4	5	6	7
97	4,95	22,31	22,85	373,35	240,41	450,97
84	1,21	7,80	6,06	93,91	85,85	127,24
83	2,28	10,11	10,14	177,96	111,25	212,85

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
249	1,14	5,06	5,07	88,98	55,62	106,42
85	2,26	3,48	8,87	176,26	38,28	186,32
162	0,90	4,98	4,25	69,82	54,79	89,30
143	0,98	5,62	4,69	75,98	61,87	98,43
87	3,31	17,73	15,51	257,71	195,07	325,61
90	3,29	18,00	15,52	256,25	197,97	325,97
94	1,63	2,51	6,39	126,91	27,56	134,15
95	1,27	1,95	4,97	98,71	21,44	104,34
93	0,90	4,98	4,25	69,82	54,79	89,30
75	3,80	5,85	14,91	296,12	64,31	313,01
41	3,12	18,00	15,00	243,12	198,00	315,00
175	3,53	5,43	13,84	274,97	59,72	290,66
176	2,08	3,20	8,16	162,16	35,22	171,41
179	1,81	2,78	7,10	141,01	30,62	149,05
209	3,07	17,12	14,57	238,87	188,34	305,97
89	0,45	0,70	1,77	35,25	7,66	37,26
210	1,99	3,06	7,81	155,11	33,69	163,96
182	0,88	1,35	3,44	68,32	14,84	72,21
224	3,49	5,36	13,68	271,69	59,00	287,19
226	3,67	5,65	14,40	286,03	62,12	302,35
221	0,17	0,27	0,69	13,61	2,96	14,39
228	3,31	15,59	14,93	257,99	171,51	313,54
227	2,95	15,59	13,76	229,75	171,51	288,98
230	4,99	25,99	23,18	388,99	285,86	486,85
229	4,91	25,99	22,94	382,91	285,86	481,65
232	1,96	6,62	8,23	152,68	72,81	172,85
231	0,29	1,56	1,38	22,97	17,15	28,90
234	1,18	4,58	5,07	91,70	50,36	106,52
233	0,86	4,58	4,04	67,39	50,36	84,80

1	2	3	4	5	6	7
236	1,44	7,58	6,72	112,32	83,42	141,05
Сумма	74,06	281,38	324,16	6758,33	3590,12	7652,71

Так же расчет приведен в приложении Б и В.

Далее на основании полученных данных проводим расчет мощности, которая будет потребляться с шин НН ПС «Майская» с учетом совмещения максимумов нагрузки всех ТП [5]:

$$S_{расч\Sigma} = k_o \times \sum S_{расчВНi} \quad (7)$$

где $S_{расчВНi}$ - расчетная полная мощность ТП на стороне ВН;

k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов на ТП более 20).

$$S_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 7652,71 = 5356,88 \text{ кВА}$$

Активная мощность нагрузки [8]:

$$P_{расч\Sigma} = k_o \times \sum P_{расчВНi} \quad (8)$$

$$P_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 6758,33 = 4730,83 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность нагрузки:

$$Q_{расч\Sigma} = k_o \times \sum Q_{расчВНi} \quad (9)$$

$$Q_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 3590,12 = 2513,08 \text{ квар}$$

3.2 Прогнозирование электрических нагрузок

В данном разделе проводим расчет прогнозных значений нагрузки в данном районе электрической сети с учетом на перспективу в 15 лет. Определение прогнозных значений мощности проводится по формуле сложных процентов, которая выглядит следующим образом [11]:

$$S_{расч.прог} = S_{расч\Sigma} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right)^T \quad (10)$$

где P - годовой рост электрической нагрузки в рассматриваемом районе электрических сетей, %/год;

T - период прогноза нагрузки, лет.

Проводим расчет применительно к активной, реактивной и полной мощности нагрузки.

Прогноз полной мощности нагрузки:

$$S_{расч.прог} = 5,36 \cdot \left(1 + \frac{4}{100}\right)^{15} = 9,54 \text{ МВА}$$

Прогноз активной мощности нагрузки:

$$P_{расч.прог} = P_{расч\Sigma} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right)^T \quad (11)$$

$$P_{расч.прог} = 4,73 \cdot \left(1 + \frac{4}{100}\right)^{15} = 8,52 \text{ МВт}$$

Прогноз реактивной мощности нагрузки:

$$Q_{расч.прог} = Q_{расч.Σ} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right)^T \quad (12)$$

$$Q_{расч.прог} = 2,51 \cdot \left(1 + \frac{4}{100}\right)^{15} = 4,52 \text{ Мвар}$$

Согласно полученным данным далее проводим расчет компенсирующих устройств и далее выбор силовых трансформаторов 35/10 кВ ПС «Майская».

3.3 Компенсация реактивной мощности

В данном разделе проводим анализ необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на ПС «Майская».

Устройства компенсации реактивной мощности позволяют в значительной степени разгрузить сеть по перетокам мощности, снизить потери мощности как в сети, так и в силовых трансформаторах, повысить уровни напряжения в узлах сети где они установлены.

В настоящее время промышленностью выпускаются современные и надежные устройства компенсации реактивной мощности, которые позволяют ступенчато (автоматически) регулировать выдаваемую мощность и соответственно плавно регулировать уровень напряжения в зависимости от режима работы.

Проводим расчет необходимой мощности компенсирующих устройств для ПС «Майская» по следующей формуле.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго).

$$Q_k = Q_{расч.прог} - P_{расч.прог} \cdot tg \cdot \varphi \quad (13)$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента

реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4.

$$Q_k = 4,52 - 8,52 \cdot 0,4 = 1,11 \text{ Мвар}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ вычисляем по формуле:

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \tag{14}$$

$$Q_{k1c} = \frac{1,11}{2} = 0,56 \text{ Мвар}$$

Принимаем к установке на ПС «Майская» компенсирующие устройства типа ВАРНЕТ-А – 10,5 – 600×2 общей номинальной мощностью 1200 квар.

Нескомпенсированная реактивная мощность, потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{неск} = Q_{расч.прог} - Q_{ном} \tag{15}$$

$$Q_{неск} = 4,52 - 1,2 = 3,32 \text{ Мвар}$$

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

В данном разделе будет проведен расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов 35/10 кВ. При определении количества устанавливаемых трансформаторов, необходимо отталкиваться от категории надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам НН ПС «Майская», в данном случае это вторая и третья категория. Для второй категории требуется наличие двух независимых источников питания, следовательно, принимаем решение об установке 2-х трансформаторов, которые в свою очередь будут получать питание от различных ВЛ для повышения надежности электроснабжения. На стороне низкого напряжения ПС Майская принимается схема распределительного устройства «две секции шин с секционным выключателем» и устройством АВР, ВНР, что позволит обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей даже в аварийных ситуациях. Определение требуемой мощности трансформатора выполняется с учетом компенсации реактивной мощности, проведенной в предыдущем разделе.

Требуемая мощность трансформатора [11]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.прог}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{опт}}} \quad (16)$$

где n_T - количество трансформаторов;

$K_3^{\text{опт}}$ - оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,53 \text{ кВА}$$

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [11]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{расч.прог}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (17)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{расч.прог}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}$$

Используя полученные данные принимаем тип трансформатора ТМН 10000/35/10, технические данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора

ТМН 10000/35/10	
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Номинальная мощность	10000 кВА
Потери холостого хода	10 кВт
Потери короткого замыкания	44 кВт
Напряжение короткого замыкания	10,5 %
Ток холостого хода	1,0 %

Расчет коэффициентов загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}}{2 \cdot 10} = 0,51$$

$$K_A = \frac{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}}{10} = 1,02$$

Коэффициенты загрузки имеют важное значение в работе трансформатора, т.к. определяют срок их службы и безотказность, при этом они должны иметь такое значение, при котором отключение одного из трансформаторов не приведет к отключению другого. Нормированное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет 0,5-0,7, а коэффициента загрузки в послеаварийном режиме 1-1,4, расчёт показал, что указанные коэффициенты находятся в допустимом диапазоне и выбор номинальной мощности трансформаторов выполнен верно.

5 ВЫБОР СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Учитывая категорию надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам НН ПС Майская, а также количество питающих линий, в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «одна секционированная выключателем система шин». Такое решение принято в связи с необходимостью увеличения живучести ПС при различного рода аварийных ситуациях в системе, т.к. выключатель позволяет разделить в случае необходимости РУ ВН на две независимые части и отделить поврежденный участок без отключения потребителей.

В данной ВКР принято решение отказаться от открытого распределительного устройства высокого напряжения в пользу КРУ, ввиду большей компактности, надежности удобства эксплуатации последнего.

Принципиальная однолинейная схема подстанции Майская представлена на рисунке 1.

К преимуществам данной схемы следует отнести возможность ведения режима работы сети путем включения и отключения выключателя в перемычке.

Данная схема РУВН имеет простую конструкцию и без серьезных финансовых вложений позволяет подключать дополнительные присоединения.

На стороне низкого напряжения применена стандартная схема «две секции шин с секционным выключателем», здесь предполагается установка автоматики ввода резерва и восстановления нормального режима питания после того как напряжение на рабочем источнике восстановится. Действие автоматики снижает количество оперативных переключений, а также ошибок, допускаемых оперативным персоналом тем самым повышая надежность электроснабжения подключенных потребителей.

6 ВЫБОР ТОЧЕК ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ, РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35 КВ

В данном разделе проводим анализ существующей схемы электрической сети и разработку варианта подключения ПС «Майская» к системе внешнего электроснабжения с учетом требований по надежности электроснабжения потребителей.

Географическое расположение Майской ГРЭС и ПС «Майская» а также проходящих рядом ВЛ представлено на рисунке 2.

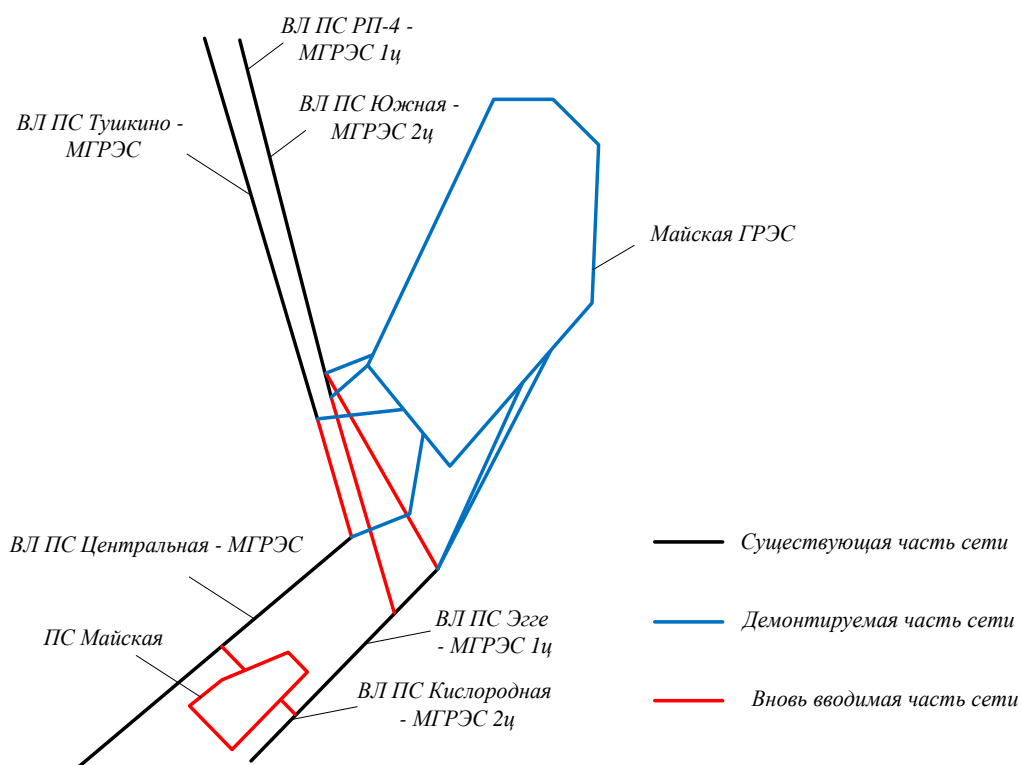


Рисунок 2 – Взаимное расположения объектов электрической сети

Однолинейная схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 3.

Как видно на рисунке от Майской ГРЭС в настоящее время отходят 6 воздушных линий электропередачи.

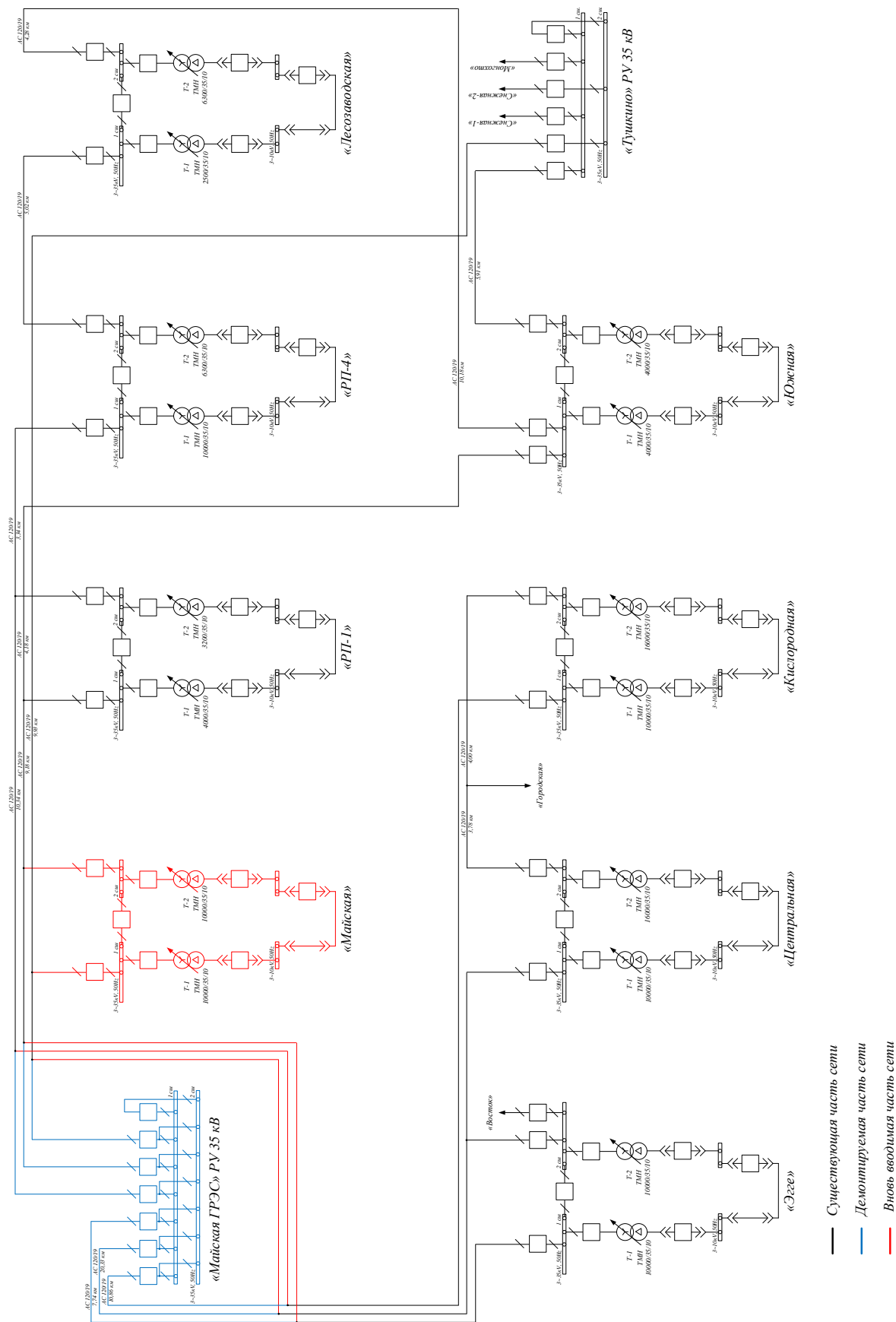


Рисунок 3 – Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

На ПС «Эгге», «Центральная», «Кислородная», «РП-4», «Лесозаводская», «Тушкино», после реконструкции электрической сети и демонтажа Майской ГРЭС предусматривается соединить следующие ВЛ между собой:

- Майская ГРЭС – ПС «РП-4» - Майская ГРЭС – ПС «Кислородная» преобразуется в ВЛ ПС «РП-4» – ПС «Кислородная»;

- Майская ГРЭС – ПС «Южная» - Майская ГРЭС – ПС «Эгге» преобразуется в ВЛ ПС «Южная» – ПС «Эгге»;

- Майская ГРЭС – ПС «Тушкино» - Майская ГРЭС – ПС «Центральная» преобразуется в ВЛ ПС «Тушкино» – ПС «Центральная».

Таким образом после демонтажа Майской ГРЭС остаются 3 ВЛ 35 кВ, при этом возле расположения ПС Майская проходят ВЛ ПС «Тушкино» – ПС «Центральная» и ПС «Южная» – ПС «Эгге», поэтому наиболее оптимальным вариантом с экономической точки зрения является подключение вновь вводимой ПС именно к этим ВЛ в виде отпаяк.

Протяженность ВЛ 35 кВ для подключения ПС «Майская» составляет в общей совокупности 100 метров.

6.1 Расчет и выбор сечения питающей ВЛ 35 кВ

В данном разделе согласно исходным данным по категории надежности электроснабжения потребителей предполагается выбрать сечение двух питающих линий электропередачи для подключения ПС Майская к системе внешнего электроснабжения. В качестве проводника предусматривается использовать провод марки АС, его сечение определяется согласно экономическим токовым интервалам.

Расчетный ток в ВЛ [7]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{расч.прог}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (18)$$

где n - количество цепей;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования макс нагрузки.

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 75,5 \text{ А}$$

Принимаем две одно цепные ВЛ на металлических опорах для питания ПС «Майская», согласно экономическим токовым интервалам и климатической характеристике местности принимаем провод марки АС 95/16.

Т.к. питание ПС осуществляется от двух воздушных линий электропередачи, следовательно, требуется их проверка в послеаварийном режиме, при отключении одной из них вся нагрузка переходит на оставшуюся в работе линию. В таком режиме работы ток нагрузки протекающий через оставшуюся ВЛ не должен превышать длительно допустимого значения для выбранной марки провода.

Определяем послеаварийный ток:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{расч.прог}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \quad (19)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 151,0 \text{ А}$$

Согласно справочным данным для провода марки АС 35/16 длительно допустимый ток составляет 330 А, проверяем условие:

$$I_{до} \geq I_{нав}$$

$$330 \geq 151,0$$

Неравенство соблюдается, следовательно, проводник проходит проверку, его принимаем к установке.

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

Данный расчет проводился для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 35 и 10 кВ ПС «Майская». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 4.

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

Расчет токов короткого замыкания проводим для двух точек КЗ, это шины 35 кВ и шины 10 кВ соответствующих распределительных устройств, в качестве типа принимаем наиболее тяжелый вариант – трехфазное КЗ, метод расчета принимаем в относительных единицах приближенным методом. В качестве источника питания принимаем шины 35 кВ ПС «Тушкино».

На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

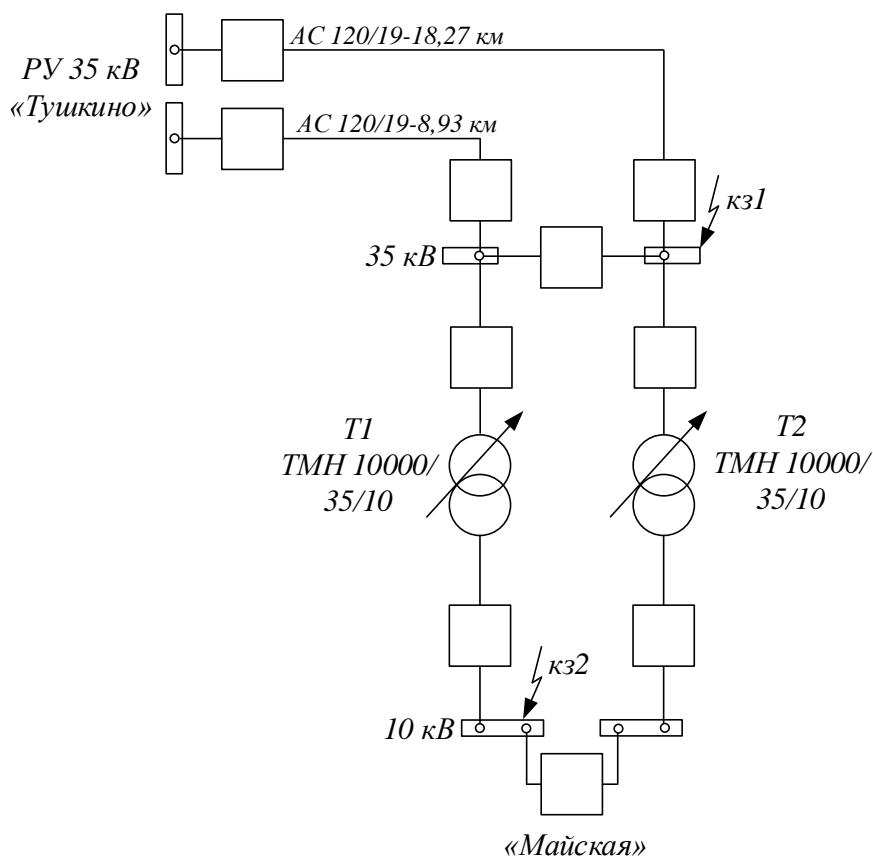


Рисунок 4 – Расчетная схема сети

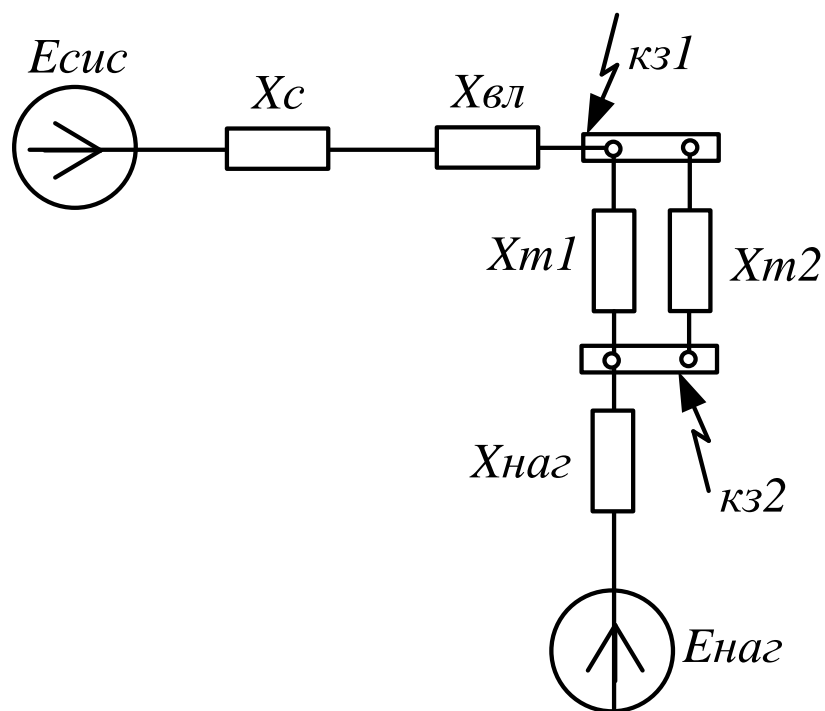


Рисунок 5 – Схема замещения

Принимаем базисные условия [7]:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 10$ МВА;
- 2) базисное напряжение на стороне 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$;
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ $U_{\sigma 10} = 10,5$;
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 о.е.

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (20)$$

где I_{σ} , U_{σ} - базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения.

$$I_{\sigma 35} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 35}} \quad (21)$$

$$I_{635} = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ кА}$$

$$I_{610} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{610}} \quad (22)$$

$$I_{610} = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ кА}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям.

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Тушкино»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (23)$$

$$X_c = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 4,8} = 0,03 \text{ о.е.}$$

где S_c - мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Тушкино», определенная через данные о токах КЗ.

Эквивалентное сопротивление ВЛ «Майская» - «Тушкино»:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{L1 \cdot L2}{L1 + L2} \right) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (24)$$

где $x_{\text{уд}}$ - удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - длина соответствующего участка ВЛ, км.

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot \left(\frac{18,27 \cdot 8,93}{18,27 + 8,93} \right) \cdot \frac{10,0}{37^2} = 0,017 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме зимнего максимума),
о.е.:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (25)$$

где S_H - мощность нагрузки, МВА.

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{8,52^2 + 3,32^2}} = 0,38 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление трансформаторов, установленных на подстанции «Майская», о.е.:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (26)$$

$$X_{T1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,0}{10,0} = 0,075 \text{ о.е.}$$

где $u_{K\%}$ - напряжение короткого замыкания.

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки КЗ1 показано на рисунках 6, 7, 8.

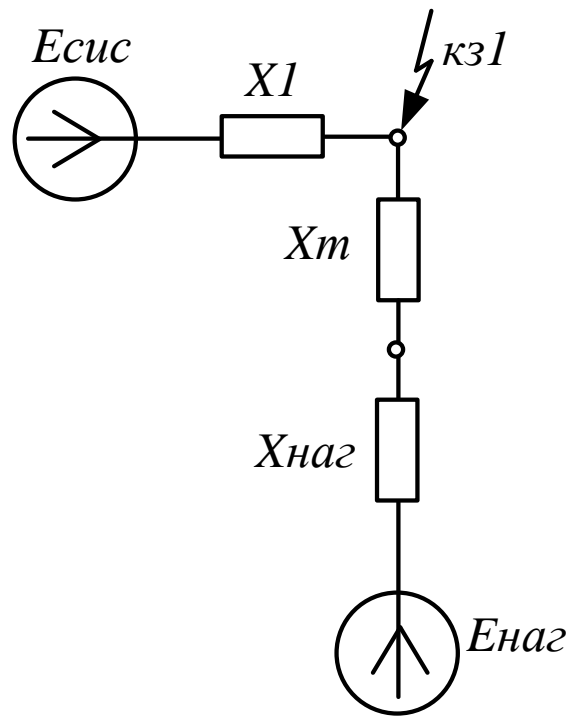


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

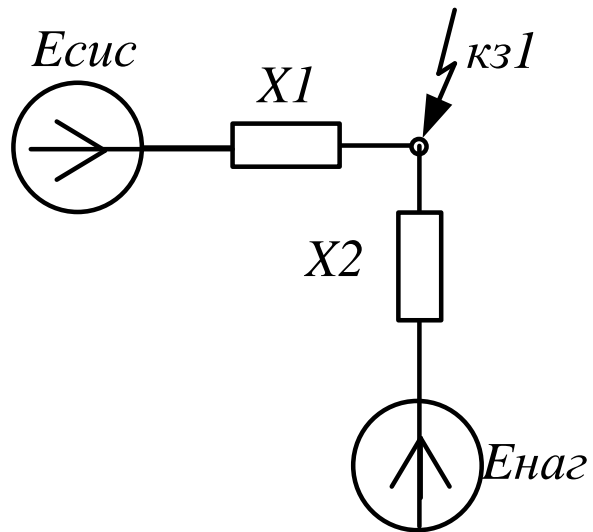


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

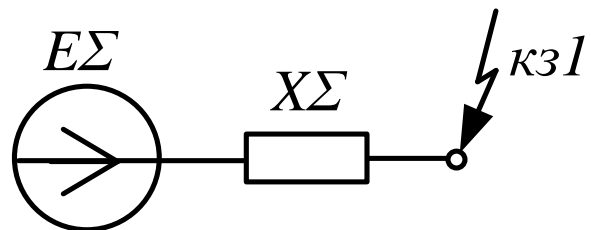


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (27)$$

$$X1 = 0,03 + 0,017 = 0,037 \text{ о.е.}$$

$$X_T = \frac{X_{Г1}}{2} \quad (28)$$

$$X_T = \frac{0,075}{2} = 0,037 \text{ о.е.}$$

$$X2 = X_T + X_H \quad (29)$$

$$X2 = 0,037 + 0,38 = 0,417 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (30)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{0,037 \cdot 0,417}{0,037 + 0,417} = 0,032 \text{ о.е.}$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_C \cdot X2 + E_H \cdot X1}{X1 + X2} \quad (31)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{1 \cdot 0,417 + 0,85 \cdot 0,037}{0,417 + 0,037} = 0,98 \text{ о.е.}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E\Sigma}{X\Sigma} \cdot I_{635} \quad (32)$$

$$I_{no1} = \frac{0,98}{0,032} \cdot 0,16 = 4,9 \text{ кА}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} \quad (33)$$

где I_{at} - апериодическая составляющая тока короткого замыкания, кА;

I_{no} - периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

T_{OB} - время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,06 сек.;

Ta - постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (34)$$

где X_p - результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания, о.е.;

R_p - результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания, о.е.;

ω - угловая частота, 314 рад/сек.

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Определяем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 4,9 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 0,94 \text{ кА}$$

Значение ударного тока:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (35)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,9 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 11,89 \text{ кА}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки КЗ2, результаты расчета сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Место КЗ	I_{no} , кА	I_{at} , кА	$I_{y\partial}$, кА
КЗ1	4,9	0,94	11,89
КЗ2	12,25	2,32	29,64

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Майская» по следующей формуле [7]:

$$I_m = \frac{2 \cdot S_{\text{тн.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (36)$$

где $S_{\text{тн.м}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

U_n - номинальное напряжение, Ом.

Для стороны ВН:

$$I_{m35} = \frac{2 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 334,2 \text{ А}$$

Для стороны НН:

$$I_{m10} = \frac{2 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1113,8 \text{ А}$$

Таблица 6 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Майская»

Номинальное напряжение РУ, кВ	Максимальный рабочий ток РУ, А
35	334,2
10,5	1113,8

8.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

В данной работе рассматривается выбор оборудования для ПС закрытого типа, при этом в качестве распределительного устройства высокого

напряжения предполагается устанавливать ячейки КРУ типа К-130 с вакуумными выключателями группы компаний «МОСЭЛЕКТРО» со встроенными заземляющими ножами, трансформаторами тока и напряжения.

Устройства комплектные распределительные (КРУ) на напряжение 35 кВ серии К-130 предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ с изолированной или с частично заземленной нейтралью. Шкаф КРУ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 220/35/6(10), 110/35/6(10), 35/6(10), 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ объектов электроэнергетики, транспорта, промышленных предприятий, газокomppressorных станций. Устройство шкафов КРУ серии К-130 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение РУ;

$U_{ном.сети}$ - номинальное напряжение сети.

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток РУ;

$I_{макс.раб}$ - максимальный рабочий ток.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости;

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата;

$I_{уд}$ - ударный ток.

Значение B_k можно определить по формуле [6]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (37)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$t_{отк}$ - наибольшее время отключения выключателя с учетом времени защиты, сек.;

T_a - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = 4,9^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 15,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

На примере точки К2:

$$B_{к2} = 12,25^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 94,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Сравнение параметров вакуумного выключателя К-130 «Гарант» со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Выбор и проверка вакуумных выключателей 35 кВ Q2, Q4 и Q7

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток, А	630	334,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения, кА	40	2,45	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения, кА	104	5,95	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения, кА	40	2,45	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	24,85	0,47	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток, кА	102	2,45	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	1200	7,56	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Таблица 8 – Выбор и проверка вакуумных выключателей 35 кВ Q3 и Q6

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток, А	630	166,11	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

1	2	3	4
Номинальный ток включения, кА	40	4,9	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения, кА	104	11,89	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения, кА	40	4,9	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	24,85	0,94	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток, кА	102	4,9	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	1200	15,12	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

8.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВБПВ-10-1600-20УЗ в составе КРУ серии К-104М.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток, А	1600	1113,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения, кА	20	12,25	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения, кА	51	29,64	$I_{пик} \geq I_{уд}$

1	2	3	4
Номинальный ток отключения, кА	20	12,25	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	8,48	2,32	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток, кА	51	29,64	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	1200	94,53	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

8.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Ограничитель перенапряжения - это специальный электротехнический аппарат, который предназначен для защиты оборудования систем электроснабжения от различного рода коммутационных либо грозовых перенапряжений, так же это устройство можно назвать разрядником, в котором отсутствуют искровые промежутки, в настоящее время он является самым эффективным средством защиты оборудования от различного рода перенапряжений. Нелинейные ограничители перенапряжений используются в качестве основных средств защиты электрооборудования от данного в сетях различного рода напряжения [2].

Принимаем ОПН-35/10/77/400 номинальным напряжением 35 кВ.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Технические данные ОПН 35 кВ

ОПН-35/10/77/400	
1	2
Номинальное напряжение (кВ)	35
Наибольшее рабочее напряжение (кВ)	26
Поглощаемая энергия (кДж)	400

1	2
Остаточное напряжение (кВ)	58,33

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	26	21,4	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

8.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10/11-10(I). Сравнение параметров приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	6,35	6,06	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (38)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (39)$$

где $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м - удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается 100 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов для 35 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I_2^2} \quad (40)$$

где $S_{\text{нр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс КИИП-2М.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 35 кВ $S_{\text{нр}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 кВ):

$$Z_{2,35} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ Ом}$$

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока ячейки КРУ-35 с расчетными данными приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток, А	400	334,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток, кА	104	11,89	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	1200	15,12	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z ₂ ном, Ом	20	2,43	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

8.6 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Сопротивление соединительных проводов для 10 кВ:

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ Ом}$$

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ 10 кВ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} \quad (41)$$

$$r_{\text{проб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,10} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1200 А. Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	10	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток, А	1200	1113,8	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток, кА	52	29,64	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	3675	94,5	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$, Ом	1,2	1,15	$z_{2\text{ном}} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 35 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			23

Проверяем встроенный трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-35 ячейки КРУ 35 кВ.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	120 ВА	23 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведено в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) ПС «Майская» при нормальном режиме

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	17	1
Счетчик РЭ			
Сумма			19

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа НАМИ-10.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) ПС «Майская» при ремонте одного из трансформаторов напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2×1	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	2×7	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа НАМИ – 10.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	50 ВА	18 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

В данной выпускной квалификационной работе принимаем систему переменного оперативного тока. Для чего в данном разделе проводится расчет и выбор источника питания собственных нужд ПС «Майская», в том числе и источника оперативного тока - трансформатора собственных нужд.

Расчётная нагрузка потребителей СН ПС «Майская» приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС «Майская»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	12,3
Обогрев КРУ 35 кВ	12
Обогрев КРУ 10 кВ	12
Освещение коридора КРУ 10 кВ	1
Освещение ячеек 10 кВ	0,8
Освещение КРУ 35	0,4
Расчетная полная мощность	38,5

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Майская» [13]:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (42)$$

где $S_{наг}$ - полная мощность нагрева;

n_T - число трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_P = \frac{38,5}{2 \cdot 0,7} = 27,5 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке на ПС «Майская» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют сухое защищенное исполнение.

8.9 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 1113,8 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (480 мм²), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (43)$$

где B_k - интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей;

C - коэффициент для алюминия 91.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{94,5}}{91} = 107,1 \text{ мм}^2$$

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{J}}{\sqrt{q}}}$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{J}}{\sqrt{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{25,6}}{\sqrt{4,8}}} = 0,95$$

где J - момент инерции шины, см³×см;

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 см².

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (44)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^2 \cdot \text{см}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (45)$$

где $i_{y\partial}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, равное 0,4 м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{29640^2}{0,4} = 49,94 \text{ Н/м}$$

Определяем момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (46)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (47)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

l - длина соединительных проводов;

W - момент сопротивления;

a - расстояние между фазами, равное 0,4 м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{29640^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ МПа}$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Расчет показал, что выбранное сечение и конструкция токоведущих шин проходят все проверки в том числе и по разрушающему напряжению, т.к. максимальное его значение для данного материала (шины СДУ) составляет 60 МПа, данный тип шин принимаем к установке в РУ 10 кВ ПС «Майская».

8.10 Выбор жестких шин 35 кВ

Для распределительного устройства 35 кВ так же принимаем шины с размерами 80×6 мм (480 мм²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м. Расчет выполняем по аналогии с РУ 10 кВ.

Определяем все параметры, для РУ 35 кВ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (48)$$

где B_k - интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей;

C - коэффициент для алюминия 91.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{15,12}}{91} = 43,03 \text{ мм}^2$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}$$

где J - момент инерции шины, $\text{см}^3 \times \text{см}$;

q - сечение проводника, в данном случае $4,8 \text{ см}^2$.

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \text{ м}$$

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \tag{49}$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^2 \times \text{см}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \tag{50}$$

где i_{yo} - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, равное $0,4 \text{ м}$.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11890^2}{0,4} = 8,65 \text{ Н/м}$$

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \tag{51}$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (52)$$

где i_{y0} - ударный ток короткого замыкания;

l - длина соединительных проводов;

W - момент сопротивления;

a - расстояние между фазами, равное 0,4 м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11890^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 10,95 \text{ МПа}$$

Принимаем к установке шины типа СДУ, напряжение в материале не превышает предельного значения.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

Расчет показателей надежности проводится через характеристики, каждого элемента которые рассчитываются ниже. Схема замещения указана на рисунке 9, учитываем тот факт, что питание осуществляется от двух ВЛ. Показатели надежности приведены в таблице 23 [1].

Расчет проводим при наличии автоматического ввода резерва на стороне 10 кВ.

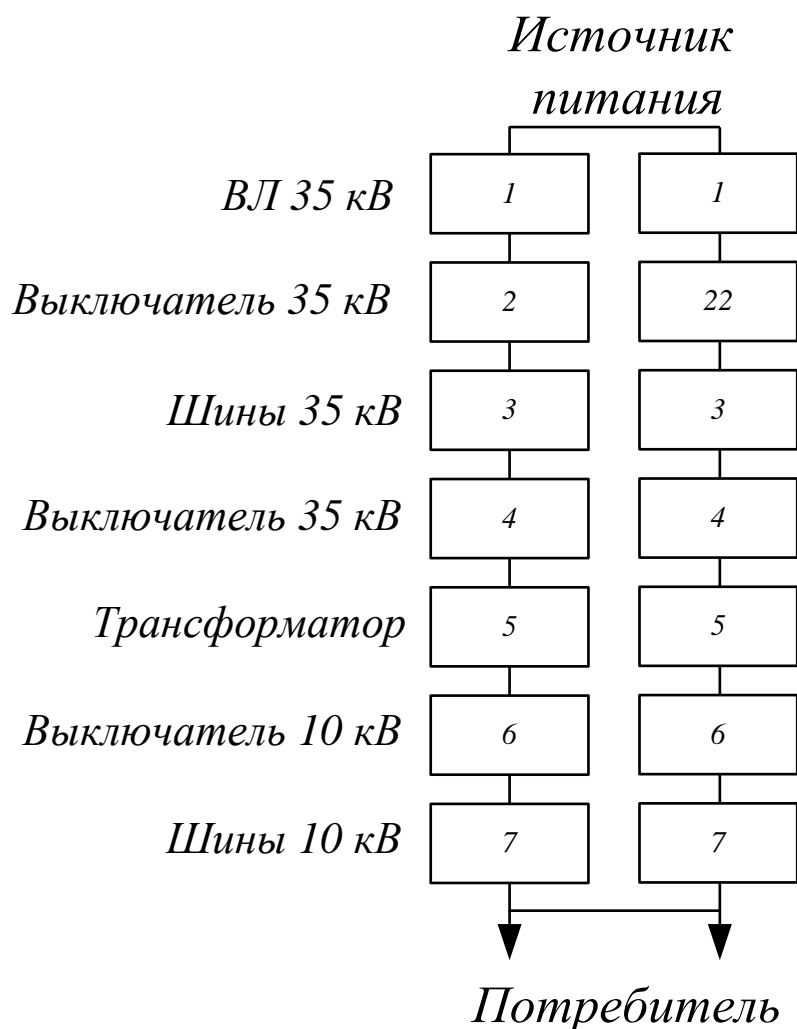


Рисунок 9 – Схема замещения ПС «Майская»

Таблица 23 – Показатели надежности

Элемент	λ , 1/год	tв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	tпр, часов.
ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам.

Для воздушной линии вероятность отказа определяется [12]:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} \quad (53)$$

где $T_{Г}$ - число часов в году, час;

l - длина ВЛ, км.

$$q_{вл1} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 8,93 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5} \quad (54)$$

$$q_{вл} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 18,27 \cdot \frac{1}{100} = 10,1 \cdot 10^{-5}$$

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш35} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{ш} \quad (55)$$

$$q_{ш35} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 4 = 1,71 \cdot 10^{-4}$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{np} \quad (56)$$

$$q_{ш10} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 9 = 1,71 \cdot 10^{-4}$$

Для трансформаторов 35 кВ:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{gm}}{T_{Г}} \quad (57)$$

$$q_m = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей 35 кВ:

$$q_{\varepsilon} = \frac{\lambda_{\varepsilon 35} \cdot t_{\varepsilon 35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (58)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов $a_{кз} = 0,005$;

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

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

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

2.

Для выключателя напряжением 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{635} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (10,1 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики.

Параметр потокоотказов одной последовательной цепи [10]:

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{прмак} \quad (59)$$

$$\lambda_{ц} = 0,333 + 0,834 = 1,17 \text{ 1/год}$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{прмак}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр.

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{II} = \sum \lambda_i \cdot t_{сг} + \frac{\lambda_{прмак} \cdot t_{пр}}{T_{г}} \quad (60)$$

$$K_{II} = 0,0013$$

Время восстановления системы, состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{K_{II}}{\lambda_{ц} - \lambda_{нрмак}} \quad (61)$$

$$t_{вс} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ лет}$$

Определяем параметры системы с учетом работы АВР.

Коэффициент простоя цепи, состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \lambda_{ц}^2 \cdot t_{вц}^2 + \lambda_{нр} \cdot t_{нр} \cdot \lambda_{ц} \cdot t_{вц} + t_{нр} \cdot \lambda_{ц}^2 \cdot t_{вц} \quad (62)$$

$$K_{II} = 5,36 \cdot 10^{-3}$$

Параметр потокоотказов системы с учетом работы АВР:

$$\lambda_{ц} = 2 \cdot \lambda_{ц}^2 \cdot t_{вц} + 2 \cdot \lambda_{ц} \cdot \lambda_{нрмак} \cdot t_{нр} \quad (63)$$

$$\lambda_{ц} = 0,012 \text{ 1/год}$$

Время восстановления системы с учетом работы АВР:

$$t_{вс} = \frac{K_{II}}{\lambda_{ц}} \quad (64)$$

$$t_{вс} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ час}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_u} \quad (65)$$

$$T_c = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_u} \quad (66)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ лет}$$

10 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ «МАЙСКАЯ»

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах ПС «Майская» принимаем следующие.

Дифференциальная продольная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах.

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора.

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах.

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

10.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН}$$

где $I_{ТТН}$ - номинальный ток I стороны трансформатора, А.

Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ТТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \tag{67}$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP}$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (68)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,1$;

$K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс;

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

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

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

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}}$$

где $I_{1НОМТТ}$ - номинальный ток первичной обмотки ТТ;

K_{10} - наибольшая кратность первичного тока ТТ.

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (69)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают $I_{СКВ} = 3$, $K_{ПЕР} = 1,5$, $K_{ПЕР} = 2,5$.

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}}$$

Значения $I_{d\min}$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{BH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156,04 \text{ A}$$

$$I_{HH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85 \text{ A}$$

$$I_{2BH} = \frac{156,04}{160} \cdot 5 = 4,87 \text{ A}$$

$$I_{2HH} = \frac{549,85 \cdot 5}{600} = 4,81 \text{ A}$$

Расчетный ток небаланса:

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (70)$$

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{ВЫР}) \quad (71)$$

$$I_{d\min} = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ А}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

10.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 10000 кВА на подстанции «Майская», данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов ПС «Майская».

10.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС «Майская» с действием на отключение определяется следующим образом [3]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (72)$$

$$I_{CЗТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 156,04 = 204,08 \text{ А}$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки принятого типа реле;

k_{ϵ} - коэффициент возврата принятого типа реле.

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 204,08}{(160 / 5)} = 11,04 \text{ А}$$

10.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС Майская.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Майская [3]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} \quad (73)$$

$$I_{CЗТ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 156,04 = 351,09 \text{ А}$$

где k_i - коэффициент надежности;

$k_{сам}$ - коэффициент само запуска.

$$k_\epsilon = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{CЗ}} \quad (74)$$

$$k_\epsilon = \frac{12,25 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{351,09} = 5,6$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 351,09}{(150 / 5)} = 19,01 \text{ А}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

11 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ ПС «Майская» для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР - это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Назначение АВР и требования к нему.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Принцип работы АВР.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла

и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

Компоненты АВР.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая

часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Типовые схемы АВР.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На ПС «Майская» принимаем устройство АВР с приоритетом питания от рабочего ввода на стороне 10 кВ, а также принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

12 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета (АИИС КУЭ) предназначена для организации учета энергоресурсов у различных субъектов:

- генерирующих компаний;
- сетевых компаний;
- гарантирующих поставщиков;
- крупных потребителей электроэнергии.

Рассмотрим структуру информационно-измерительной системы контроля и учета эклектической энергии, которая имеет в себе измерительные комплексы всех точек учета электроэнергии, также она обладает вычислительными комплексами среднего уровня, вычислительными комплексами высшего уровня.

Следует отметить что имеются и системы более сложного уровня которые могут обладать общим центром сбора и обработки данных для их объединения и иерархии в различных локальных системах учета электроэнергии.

В составе информационной измерительного комплекса используются счетчики электрической энергии различных производителей, используются специальные измерительные трансформаторы тока и напряжения, которые отвечают техническим требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности и обладающие метрологической аттестацией.

Для объединения всех данных на уровне информационно вычислительного комплекса электроэнергии и мощности в частности отдельных подстанций и распределительных устройств либо линии электропередач собственных нужд промышленного предприятия используются специальные устройства которые будут обеспечивать

периодический опрос устройств учета электроэнергии, а также сохранение данных на необходимую величину, также в характеристики данных устройств относится синхронизация измерений с помощью специального приемника использующего единое время.

Информационно-вычислительный комплекс представляет из себя с определенной базой данных куда собирается значительное количество информации и обладающий пользовательским интерфейсом, необходимая функциональность на уровне информационно-вычислительной системы обеспечивается благодаря программному комплексу, который включает в себя различного рода инструменты. Для конфигурации системы используется программа для сбора и передачи данных к разным устройствам, так же используются и визуальный интерфейс для отдельных групп либо точек учета электроэнергии. В роли программной платформы для данного сервера используются различные операционные системы Microsoft.

Также рассмотрим различные каналы связи между информационным и вычислительным комплексом, в качестве которого может использоваться локальная вычислительная сеть либо определённые выделенные коммутируемые каналы связи, телефонные сети, либо сети общего назначения, также сюда можно отнести различные каналы GPS, спутниковые каналы связи и другие.

Объекты учета электроэнергии, которые не оборудуются каналами связи могут быть опрошенные вручную с использованием специального программного обеспечения которое также входит в состав комплекса.

Принимаем к установке на ПС «Майская» устройства АИИСКУЭ для определения количества потребляемой электрической энергии и передачи информации на основной сервер.

13 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС «Майская» для управления процессом переключения коммутационными аппаратами используются средства телемеханики.

Подробно рассмотрим термин телемеханики, она включает в себя объединение как технического оборудования, так и программного обеспечения с целью обеспечения возможности передачи информации, либо сигналов от различных объектов, система позволяет осуществить схему управления оборудованием различных объектов.

В данном разделе будут рассматриваться такие вопросы как характеристика системы телемеханики электроэнергетических объектов в данном случае трансформаторной подстанции «Майская».

Телемеханику можно назвать автоматической системой управления технологическими процессами, включая процессы управления электротехническим оборудованием включая системы автоматического управления, средства технического управления, комплексы которые предназначены для сбора, анализа, обработки, хранения различного рода информации касающейся работы электротехнического оборудования, также в данную систему входят различные щиты управления, пульта управления либо панели на которых расположены переключающие устройства и измерительные приборы.

Передача информации между различными системами телемеханики различных объектов выполняется с помощью различных беспроводных сетей либо проводной системы связи также могут использоваться каналы высокочастотной связи, либо линии оптоволоконной связи.

Требования к системам телемеханики заключается в том, что они должны обеспечивать высокую точность, также повышенную скорость и обладать высокой надежностью при передаче информации, а также сигналов для управления коммутационными аппаратами на трансформаторной подстанции которая рассматривается в данном разделе.

К задачам которые решаются системой телемеханики являются очень быстрая фиксация всех процессов которые происходят в электрооборудовании, изменение их состояния и изменения их нагрузки также температурный режим это обеспечивается интерфейсом программного комплекса.

Особенностью данного устройства является возможность управления в тех местах где нахождение человека невозможно, например, при различного рода аварийных ситуациях либо погодных явлениях.

Основные достоинства устройства телемеханики это её главный плюс отсутствие зависимости от протяжённости между объектом управления и центром управления, благодаря такой системе в объектах электроэнергетики в частности на рассматриваемой трансформаторной подстанции, контроль над электротехническим оборудованием может выполняться с любой точки региона, между различными объектами, к примеру такая система управления может быть организована даже если объекты находятся на значительном расстоянии например в различных областях Российской Федерации.

Дополнительной особенностью устройства телемеханики является возможность контролировать работу оперативно технического персонала например при выполнении каких-либо переключений в электроустановках, на трансформаторной подстанции, либо в частности при ликвидации последствий аварийных ситуаций, либо технологических нарушений, воздействию погодных факторов, человеческих фактора, оперативный персонал может допускать ошибки при этом персонал контролирующий выполнение всех операций может отдавать команды оперативному персоналу непосредственно с пульта управления и контролировать весь процесс выполнения оперативных переключений.

При наличии каких-либо ошибок в действиях оперативного персонала диспетчера, который производит контроль этих переключений, своевременно может известить оперативный персонал и предупредить его о возможном возникновении аварийной ситуации.

Вывод в ремонт трансформатора собственных нужд, оперативный персонал, выполняющий переключения, заканчивает все необходимые операции, но операции по заземлению он выполняет только после того, как вышестоящий дежурный персонал проверит по устройствам телемеханики выполнение всех проверочных операций включая проверку отсутствия напряжения, проверку отключенного положения выключателя либо разъединителя.

При этом в зависимости от того насколько сложные переключения проверочные операции могут выполняться многократно.

Дополнительной особенностью средств телемеханики являются экономия денежных средств, материальных средств, так как как значительно снижаются затраты на содержание обслуживающего персонала, на его периодические выезды для осмотра электрооборудования, на считывание информации, все эти процессы могут происходить дистанционно благодаря средствам телемеханики, все управляющие воздействия могут выполняться дистанционно с помощью данного комплекса.

Следует отметить что выезд бригады либо одного человека на объект занимает значительное количество времени, также для оперативного персонала требуется время для того чтобы обнаружить неисправность, зафиксировать в журнале и довести до сведения о ней вышестоящему оперативному персоналу, при этом устройство телемеханики позволяют ускорить этот процесс в несколько раз без выезда оперативного персонала.

При использовании дистанционной системы управления технологическим процессом либо электротехническим оборудованием все операции производятся довольно быстро по сравнению с выездом оперативной бригады, в случае возникновения аварийной ситуации данный факт является очень актуальным.

Рассмотрим также недостатки данной системы сюда включается уязвимость, то есть система может быть уязвима либо, полностью быть уязвимым какой-либо из её элементов, и он может выйти из строя что приведет

к различного рода сбоям в работе, некорректной работе, наличию каких-либо ложных сигналов, либо полной неработоспособности. Современные устройства телемеханики позволяют избегать данных фактов в связи с тем, что они очень надежны и сбой встречаются крайне редко.

Устройства телемеханики на трансформаторной подстанции значительно сокращает время обслуживания электрооборудования, время осмотра электрооборудования нескольких трансформаторных подстанций благодаря системе телемеханики значительно сокращается, необходимость в периодическом осмотре этих распределительных устройств оперативным персоналом, при этом этот персонал может заниматься какой-либо другой более важной работой и не отвлекаться на считывание информации и заполнение оперативного журнала.

Наличие оперативного персонала на трансформаторной подстанции необходимо лишь в случае выхода из строя устройств телемеханики, либо в случае возникновения какой-либо аварийной ситуации связанной с аварией в энергосистеме либо каких погодных условиях, при этом персонал является необходимым для выполнения операции, в том случае если устройство телемеханики не может заменить его в полном объеме, таким образом устройства телемеханики очень хорошо дополняют работу оперативного персонала и в значительной степени повышает надежность систем электроснабжения трансформаторной подстанции рассматриваемого объекта.

14 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

Для автоматизации управления электротехническим оборудованием в данной работе рассматриваются специальный комплекс, который предназначен для этой задачи - АСУ.

Данный комплекс включает в себя программно-технический комплекс ПТК который будет решать различные задачи по сбору, обработке и анализу, визуализации, хранению и передаче различной важной информации об автоматизированном управлении оборудованием трансформаторной подстанции. Также данный комплекс будет выполнять анализ соответствия действий оперативного персонала по контролю и управлению технологическим процессом подстанции и взаимодействие с ПТК.

В работе данного комплекса учитывается сложность и ответственность, различные функции управления автоматизированной системы управления подстанции, работа сложных и ответственных составляющих, включающих оперативное управление, автоматическое регулирование и релейную защиту.

Полная автоматизированная система управления подстанцией называется интегрированной системой управления.

В состав автоматизированной системы управления трансформаторной понижающей подстанцией включаются следующие функции:

- 1) Оперативное управление, включает в себя такие функции как сбор и обработка различной дискретной и аналоговой информации, формирование обновления и корректировка базы данных, также сюда можно отнести аварийные ситуации их регистрация, запись различных переходных процессов и фиксации фактов и времени подачи управляющих команд, так же в функции входят - учет электрической энергии которая будет отпущена потребителям подстанции станции, либо передана соседним подстанциям, либо полученная от них. В данный тип управления входит контроль текущих значений различных параметров режима, определение перегрузки трансформаторного и

иногo силового оборудования, контроль продолжительности работы в после аварийном режиме, к примеру, в режиме перегрузки.

Дополнительные функции включают контроль качества напряжения, контроль работы силового и другого измерительного оборудования, регистрация и расчет ресурсов оборудование их изоляции и динамических характеристик. Дополнительные функции относящиеся к оперативному управлению являются: расчет ресурсов трансформаторов как силовых так и входящих в состав высоковольтных преобразователей частоты для питания асинхронных электродвигателей насосов, также анализ аварийных ситуаций которые происходили во время эксплуатации электрооборудования, контроль за электро потреблением - сюда можно отнести составление в автоматическом режиме бланков переключений, контроль состояния оперативного тока и контроль за охлаждением силовых трансформаторов собственных нужд.

Оперативное управление также выполняется с целью контроля для системы автоматического пожаротушения, определения места повреждения кабельной линии электропередачи, питающей данную трансформаторную подстанцию, составление различного рода ведомостей включая суточную. Также сюда относятся и передача сигналов телеизмерения, и передача данных на диспетчерские пункты различных уровней управления, реализация команд управления посредством телемеханики коммутационными аппаратами и различными другими средствами управления, организация каналов необходимых для связи с диспетчерским пунктами и оперативно выездными бригадами.

2) Автоматическое управление - это управление потреблением активной энергии, реактивной энергии, а также составом электрооборудования включая трансформаторы, оптимизация количества работающих трансформаторов с целью минимизации потерь активной энергии, также в состав автоматического управления входит управление нагрузкой в режимах работы таких как нормальный режим и после аварийный режим, сюда также относится и автоматическое повторное включение, и автоматический ввод резерва.

3) Релейная защита - в этот комплекс включается защита всех объектов трансформаторной подстанции также их диагностика и проверка, автоматика и адаптация, анализ её работы и анализ работы сигнализации, резервирование отказа выключателя.

Широко используется цифровая техника которая обладает следующими преимуществами: благодаря использованию данной техники повышается надежность всех функций управления, благодаря тому что происходит периодическая диагностика системы и расширения возможностей с использованием всего объема информации также улучшается контроль за оборудованием подстанции, сокращается избыточность цепей и информации, которая необходима для повышения уровня надежности, появляется возможность корректировки исходной информации благодаря объему собираемой информации, из-за увеличения объемов поступающей в систему информации появляется возможность выбирать и определять наиболее обоснованные решения при выполнении каких-либо команд, онлайн применение различного рода адаптивных систем релейной защиты и управления, использование специальных датчиков высокой точности и волоконно-оптических систем приводит к возможности реализации новых прогрессивных технических средств.

Автоматизированная система управления трансформаторной подстанцией использует многомашинные распределенные комплексы, которые базируются на локальных вычислительных сетях, при этом микропроцессоры, которые включаются в эти комплексы могут выполнять различные основные и вспомогательные функции которые включают в себя связь между диспетчерским пунктом и объектом управления.

Рассмотрим различные функции которые будут выполняться при управлении трансформаторной подстанцией с помощью многомашинной микропроцессорной техники, сюда можно включить обработку информации и ее сбор, также отображение и документирование, различный контроль величин электрических так и неэлектрических, которые могут выходить за

допустимые пределы, передача на верхний уровень управления различного рода информации, проведение различных вычислений, автоматическое управление оборудованием подстанции как в нормальном так и после аварийном режиме работы.

Так как устройства релейной защиты и автоматики являются очень ответственным, поэтому к ним прилагаются повышенные требования по надежности и быстродействию, при отказе данных систем возможны аварийные ситуации поэтому их надежность очень высока.

В автоматизированной системе управления трансформаторной подстанцией имеется диалоговая система, которая должна обеспечивать общение различного рода пользователей, включая оперативный персонал, который будет пользоваться данной системой. Применяемый язык общения наиболее близко приближен к естественному языку при этом для специалистов, которые будут заниматься настройкой изменением уставок, проверкой, применяется более сложный специализированный язык, самый сложный язык общения применяется для специалистов вычислительной техники.

Автоматизированная система управления трансформаторной подстанцией контролирует состояние оборудования то есть его включенное и отключенное положение, также под контролем находятся текущее значение различного рода величин которые находятся в допустимых пределах либо вышли из этих пределов, контролируется состояние средств управления их исправность, таких как релейная защита, противоаварийная автоматика, контроль величины перегрузки трансформаторов и питающих кабельных линий, разница в загрузке трансформаторов при включении их на параллельную работу.

Дополнительной функцией автоматизированной системы управления является регулировка напряжения на трансформаторной подстанции путем включения устройства компенсации реактивной мощности либо на полную мощность либо на ее часть, сюда также относятся оперативные переключения

по заданной программе, блокировка управления коммутационными аппаратами трансформаторов, для уменьшения величины потерь электроэнергии при малых нагрузках, автоматизированное управление сюда относится снятие показаний счетчиков электрической энергии.

В дополнительные функции автоматизированной системы управления трансформаторной подстанции включается релейная защита: такая как устройство резервирования при отказе выключателя, автоматический ввод резерва и восстановления нормального режима. При помощи микропроцессорных устройств реализуется автоматизированное повторное включение под напряжение секции шин, которые были обесточены, контролируется выдержка времени для бестоковой паузы, которая рассчитывается из условий тяжести короткого замыкания, предшествовавшего отключению питания, система контролирует выбор элементов откуда может подаваться напряжение на трансформаторную подстанцию, которая осталась без напряжения из-за действия защиты минимального напряжения. Система рассчитывает уровни токов короткого замыкания определяют их минимальный уровень из чего исходит для подачи напряжения на обесточенную подстанцию.

15 ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ШИН

Опасность возникновения электрической дуги в энергоустановках заключается в том, что это явление способно в течение нескольких секунд нанести непоправимый вред оборудованию. Чтобы не допустить аварийных ситуаций, на РУ ПС «Майская» применяется защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) - специальное реле, которое в нужное время срабатывает и отключает оборудование.

Идеальными условиями для срабатывания дуговой защиты являются неотапливаемые помещения.

Если вовремя не принимаются меры, то необратимо выходят из строя целые секции распределительного устройства с глубокими повреждениями механического и термического характера. В электроустановках возникают очаги возгорания.

При этом предприятие несет большие убытки в виде повреждений дорогостоящего оборудования, возможных травм персонала, незапланированных простоев в работе.

Уровень причиненного ущерба зависит от качества и типа изоляционных материалов, величины тока короткого замыкания и длительности его воздействия.

16 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

На ПС «Майская» в качестве автоматического устройства применяется УРОВ, предназначенное для отключения короткого замыкания при неисправности и отказе выключателя.

Случаи отказа выключателя либо в случаи отказа релейной защиты в отключение не являются редкими и приводят к тяжелым последствиям.

При этом при не отключенном коротком замыкании происходит очень серьезное повреждение оборудования либо происходят травмы или гибель обслуживающего персонала, поэтому в данной работе рассматриваются устройство резервирования при отказе выключателя которая предназначена для борьбы с данной проблемой.

Для отключения короткого замыкания выключателем применяются несколько способов резервирование в частности это отключение смежными выключателями, которые расположены с обеих сторон от резервируемого выключателя. Дополнительное резервирование осуществляется с другими защитными элементами, которые расположены на других выключателях указанной подстанции. В качестве защиты используются основная и резервная которые резервируют друг друга при возникновении коротких замыканий. Устройство резервирования при отказе выключателя запускается в том случае если короткое замыкание не отключается выбранным выключателем.

Обязательным условием для работы устройства резервирования при отказе выключателя являются два фактора в частности это срабатывания защиты и превышение времени работы аварийного процесса свыше определенной уставки, то есть при условии неотключения выключателем тока короткого замыкания. Время работы УРОВ отсчитывается на момент подачи команды на включение выключателем короткого замыкания от основной защиты при этом выдержка времени является очень небольшой сюда

учитывается время срабатывания механической части выключателя и его собственное время отключения.

Для повышения надежности схемы, устройство резервирования при отказе выключателя использует специальные дополнительные контакты на ключах управления, используется специальная дополнительная цепь для отключения выключателя от УРОВ которая не зависит от других защит.

В данном случае на ПС «Майская» используются специальные микропроцессорные терминалы, в которые включена функция устройства резервирования при отказе выключателя, она может выводиться и выводиться при необходимости, а также при выполнении каких-либо оперативных переключений либо выводе в ремонт оборудования. Использование УРОВ в одном блоке с остальными защитами увеличивает надежность работы данной защиты, а также других остальных защит, которые смежных с данной защитой. Данная защита нуждается в периодические проверки своих уставок. Следует отметить что вывод из работы устройства резервирования при отказе выключателя должен выполняться по специальным составленным заранее программам.

17 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПС «Майская» в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации (далее - ПМК). Для создания ПМК следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". ПМК включает в себя:

- уставки защит и автоматики;
- дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК);
- настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ;
- настройки функций синхронизации времени блока;
- настройки таблицы подключений блока;
- настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем БФПО.

Таблица назначений блока позволяет:

- использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока;

- использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем;
- создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий;
- выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов);
- выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем.

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы:

- дискретные входы;
- кнопки лицевой панели "F1" и "F2";
- входные сигналы АСУ;
- входные сигналы функциональных схем;
- выходные сигналы функциональных схем;
- свободно назначаемые дискретные выходы.

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "Вход" на входной сигнал

функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты.

Токовая отсечка (ТО).

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую время токовую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик.

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН Ул" или увеличение напряжения обратной последовательности выше

уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ).

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок.". 4.1.4 Логическая защита шин (ЛЗШ).

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. 4.1.4.2 Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется

программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

При расчете уставок по времени необходимо учитывать время обработки блоком входных дискретных сигналов. При использовании ЛЗШ не рекомендуется устанавливать значение выдержки первой ступени МТЗ менее 0,1 с.

18 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на ввод в эксплуатацию ПС «Майская» с последующим расчетом эксплуатационных издержек.

Определяем стоимость РУ ПС «Майская»:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (75)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год;

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [23];

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ;

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года;

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года.

$$K_{py} = (6 \cdot 0,188 + 0,15 \cdot 13) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 17,13 \text{ млн. руб.}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Майская»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (76)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 35 кВ;

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года.

$$K_{mp} = 2 \cdot 2,63 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 29,27 \text{ млн. руб.}$$

Определяем постоянную часть затрат:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (77)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года.

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15 \text{ млн. руб.}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Майская»:

$$K_{нс} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} \quad (78)$$

$$K_{нс} = 17,13 + 29,27 + 26,15 = 72,55 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{ам} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (79)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию в год, о.е.;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения в ПС «Майская».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

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

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{AM} = 72,55 \cdot \frac{1}{20} = 3,63 \text{ млн. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \tag{81}$$

где $\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$ - норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

$$I_{ЭКС} = 72,55 \cdot 0,059 = 4,28 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по вводу ПС «Майская» составляет 72,55 млн. руб. при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 3,63 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 4,28 млн. руб./год.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

19.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Майская» в Хабаровском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.

2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.

3. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

4. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.

Безопасность при работах в распределительных устройствах.

При выполнении работы на выкаткой тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и

тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях.

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование

должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

19.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы.

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух.

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров.

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов);
- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта;
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух.
Этап строительства.

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;

- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;

- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации.

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды. Этап строительства.

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ;

- минимальное использование на площадке строительной техники;

- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;

- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;

- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации.

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет маслоприемника трансформатора.

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Майская» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 10000/35/10 с размерами (м) 4,41×2,75×4,5 и массой масла 6,2 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн).

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [20].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием.

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника [4].

На рисунке 1 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

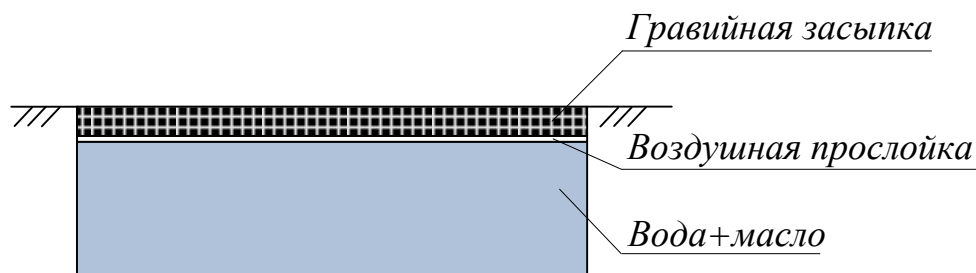


Рисунок 10 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (82)$$

где M - масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 тонны;

ρ - плотность масла 0,88, т/м³.

$$V_{трм} = \frac{6,2}{0,88} = 7,05 \text{ м}^3$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{мн} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (83)$$

где A , B - длина и ширина трансформатора, м;

Δ - расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

$$S_{мн} = (4,41 + 2 \cdot 1) \cdot (2,75 + 2 \cdot 1) = 30,45 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{бн} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (84)$$

где H - высота трансформатора, м.

$$S_{бн} = (4,41 + 2,75) \cdot 2 \cdot 4,5 = 64,44 \text{ м}^2$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ л/схм}^2$$

$$t = 1800 \text{ сек}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (85)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (30,45 + 64,44) \cdot 10^{-3} = 34,16 \text{ м}^3$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{\text{мм}H_2O} = V_{\text{тр.м}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (86)$$

$$V_{\text{мм}H_2O} = 7,05 + 0,8 \cdot 34,16 = 34,38 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{мм}H_2O}$:

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{мм}H_2O}}{S_{\text{мн}}} \quad (87)$$

$$H_{mn} = \frac{34,38}{30,45} = 1,13 \text{ м}$$

Высота гравийной подушки согласно [20]:

$$H_z = 0,25 \text{ м}$$

Высота воздушной прослойки согласно [20]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ м}$$

Полная глубина маслоприемника [20]:

$$H_{n,mn} = H_{mn} + H_{en} + H_z \tag{88}$$

$$H_{n,mn} = 1,13 + 0,05 + 0,25 = 1,43 \text{ м}$$

19.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта.

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергией объединённых

процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики, аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражения людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций, в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ.

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушение дорожного движения, отсутствие освещения в городе в темное время суток, нарушение работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть, канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации, основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс мер для снижения возникновения аварийной ситуации, либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями решений, вопросов связанных с проектированием таких объектов только при использовании вычислительной техники и математики систем связи и коммуникаций, на основе систем электроснабжения реализовано значительной сферой деятельности и взаимодействия работников, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был разработан один из вариантов реконструкции Хабаровских электрических сетей при вводе в эксплуатацию новой ПС «Майская» номинальным напряжением 35/10 кВ. В работе был рассмотрен вариант подключения указанной ПС к системе внешнего электроснабжения, выбрано основное необходимое оборудование, в частности, воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также все вспомогательное оборудование, включая устройства компенсации реактивной мощности, устройства защиты и автоматики. В разделе «безопасность и экологичность» рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, а также выполнен расчет маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2008. – 640 с.
- 2 Базуткин, В. В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов. / В. В. Базуткин, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь. – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 464 с.
- 3 Бегентаев, М. М. Экономика промышленности : Учебное пособие / М. М. Бегентаев. – Издательство: Павлодар: Кереку, 2008. – 137 с.
- 4 Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.
- 5 Блок, В. М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : / В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В. М. Блок. – М. : Выш.шк., 2011. – 383 с.
- 6 Блок, В. М. Электрические системы и сети : / В. М. Блок. – М. : Выш.шк., 2006. – 430 с.
- 7 Герасимов, В. Г. Электротехнический справочник Т.3 : / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 8 Железко, Ю. С. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю. С. Железко, О. В. Савченко. – Электрические станции, №10, 2001. – 250 с.
- 9 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю. С. Железко, В. А. Костюшко, С. В. Крылов, 2002. – 7 с.
- 10 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 280 с.

11 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.

12 Катушин, В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы : Учебное пособие. / В. Г. Катушин. – Новосибирск. : Изд-во НГТУ, 2003. – 256.

13 Лыкин, А. В. Электрические системы и сети : Учебное пособие. / А. В. Лыкин. – Новосибирск. : Изд-во НГТУ, 2012. – 248 с.

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля, №21, 2005. – 20 с.

15 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

16 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М. : 2003. – 65 с.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267. – 390 с.

18 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование : Учебное пособие для вузов. / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: Выш. Шк., 2008. – 308 с.

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003. – 258 с.

20 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2016. – 692 с.

21 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений : РД 153-34.3-35.125-99. – М. : 2010. – 353 с.

22 Собурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собурь. – М. : ПожКнига, 2010. – 304 с.

23 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 365 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные о трансформаторных подстанциях 10 кВ

Наименование ТП	Ррасч (кВт)	Qрасч (квар)	Срасч (кВА)	Нтр (ед.)	Сном.тр (кВА)
97	368,40	218,10	428,12	2	400
84	92,70	78,05	121,18	1	250
83	175,68	101,14	202,71	1	400
249	87,84	50,57	101,36	1	160
85	174,00	34,80	177,45	1	400
162	68,93	49,81	85,04	1	160
143	75,00	56,24	93,75	1	250
87	254,40	177,34	310,11	2	250
90	252,96	179,98	310,45	2	250
94	125,28	25,06	127,76	1	250
95	97,44	19,49	99,37	1	250
93	68,93	49,81	85,04	1	160
75	292,32	58,46	298,11	2	400
41	240,00	180,00	300,00	2	400
175	271,44	54,29	276,82	1	400
176	160,08	32,02	163,25	1	150
179	139,20	27,84	141,96	1	250
209	235,80	171,22	291,40	1	400
89	34,80	6,96	35,49	1	160
210	153,12	30,62	156,15	1	250
182	67,44	13,49	68,78	1	160
224	268,20	53,64	273,51	1	400
226	282,36	56,47	287,95	2	400
221	13,44	2,69	13,71	1	160
228	254,68	155,92	298,61	2	250
227	226,80	155,92	275,22	1	400
230	384,00	259,87	463,67	2	400
229	378,00	259,87	458,71	2	400
232	150,72	66,19	164,61	1	400
231	22,68	15,59	27,52	1	160
234	90,53	45,78	101,45	1	250
233	66,53	45,78	80,76	1	250
236	110,88	75,84	134,34	1	250

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет потерь мощности в ТП

Наименование ТП	Потери в трансформаторах		
	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
97	4,95	22,31	22,85
84	1,21	7,80	6,06
83	2,28	10,11	10,14
249	1,14	5,06	5,07
85	2,26	3,48	8,87
162	0,90	4,98	4,25
143	0,98	5,62	4,69
87	3,31	17,73	15,51
90	3,29	18,00	15,52
94	1,63	2,51	6,39
95	1,27	1,95	4,97
93	0,90	4,98	4,25
75	3,80	5,85	14,91
41	3,12	18,00	15,00
175	3,53	5,43	13,84
176	2,08	3,20	8,16
179	1,81	2,78	7,10
209	3,07	17,12	14,57
89	0,45	0,70	1,77
210	1,99	3,06	7,81
182	0,88	1,35	3,44
224	3,49	5,36	13,68
226	3,67	5,65	14,40
221	0,17	0,27	0,69
228	3,31	15,59	14,93
227	2,95	15,59	13,76
230	4,99	25,99	23,18
229	4,91	25,99	22,94
232	1,96	6,62	8,23
231	0,29	1,56	1,38
234	1,18	4,58	5,07
233	0,86	4,58	4,04
236	1,44	7,58	6,72
Сумма	74,06	281,38	324,16

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет нагрузок 10 кВ ТП

Наименование ТП	Расчетная нагрузка узла		
	$P_{расчВН}$ (кВт)	$Q_{расчВН}$ (квар)	$S_{расчВН}$ (кВА)
97	373,35	240,41	450,97
84	93,91	85,85	127,24
83	177,96	111,25	212,85
249	88,98	55,62	106,42
85	176,26	38,28	186,32
162	69,82	54,79	89,30
143	75,98	61,87	98,43
87	257,71	195,07	325,61
90	256,25	197,97	325,97
94	126,91	27,56	134,15
95	98,71	21,44	104,34
93	69,82	54,79	89,30
75	296,12	64,31	313,01
41	243,12	198,00	315,00
175	274,97	59,72	290,66
176	162,16	35,22	171,41
179	141,01	30,62	149,05
209	238,87	188,34	305,97
89	35,25	7,66	37,26
210	155,11	33,69	163,96
182	68,32	14,84	72,21
224	271,69	59,00	287,19
226	286,03	62,12	302,35
221	13,61	2,96	14,39
228	257,99	171,51	313,54
227	229,75	171,51	288,98
230	388,99	285,86	486,85
229	382,91	285,86	481,65
232	152,68	72,81	172,85
231	22,97	17,15	28,90
234	91,70	50,36	106,52
233	67,39	50,36	84,80
236	112,32	83,42	141,05
Сумма	6758,33	3590,12	7652,71