

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ»

Студент

А.С. Пчеляков

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Объектом ВКР служит Черепетская государственная районная электрическая станция напряжением 220/110/6 кВ. Предметом проектирования ВКР является:

- ОРУ-220 кВ;
- ОРУ-110 кВ;
- ЗРУ-6 кВ.

В работе осуществлен математический расчет по выбору мощности трансформатора реконструируемой ГРЭС 220/110/6 кВ, произведены расчеты токов короткого замыкания, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики станции.

Выпускная квалификационная работа состоит из следующих разделов:

- анализ существующего баланса мощности Тульской энергосистемы;
- расчет электрических нагрузок Тульской энергосистемы и участков сети смежных энергосистем;
- характеристика Черепетская ГРЭС 220/110/6 кВ;
- выбор мощности трансформатора ГРЭС 220/110/6 кВ;
- выбор и проверка нового оборудования ГРЭС 220/110/6 кВ;
- расчет токов короткого замыкания ГРЭС 220/110/6 кВ;
- релейная защита и автоматика ГРЭС 220/110/6 кВ.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 64 с., включает 23 таблицы, 20 литературных источников и 2 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Анализ существующего баланса мощности Тульской энергосистемы	6
1.1 Баланс мощности Тульской энергосистемы.....	9
1.2 Основные показатели развития на перспективу до 2025 года.....	9
2 Расчет электрических нагрузок Тульской энергосистемы и участков сети смежных энергосистем.....	11
2.1 Расчет электрических режимов для уровня нагрузок 2017 года.....	12
2.2 Расчет электрических режимов для уровня нагрузок 2025 года.....	13
3 Характеристика Черепетская ГРЭС 220/110/6 кВ.....	14
3.1 Электротехнические решения реконструкции Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ.....	14
3.2 Краткое обоснование принятой схемы электроснабжения.....	15
3.3 Сведения о типе оборудования, классе проводов	15
3.4 Перечень и объёмы поставки основного электротехнического оборудования.....	16
4 Выбор мощности трансформатора Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ.....	19
4.1 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов.....	19
4.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АДЦТН 125000/220/110/6.....	19
4.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АДЦТН 250000/220/110/6.....	26
5 Расчет токов короткого замыкания.....	31
6 Выбор и проверка нового оборудования Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ	36
7 Релейная защита и автоматика Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ.....	40
7.1 Общие положения.....	40
7.2 Характеристика защищаемого объекта.....	42

7.3 Структура комплекса РЗА автотрансформаторов АТ-1, АТ-3.....	43
7.4 Структура комплекса РЗА КРУ 6 кВ.....	49
7.6 Расчет защит автотрансформатора АТ-1 (АТ-3).....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	62

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с техническим заданием проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем с учетом нормативных аварийных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на первый год эксплуатации автотрансформаторов 220/110/6 кВ Черепетской ГРЭС и на перспективу до 2025 года. При этом учтены реконструкции существующих и вводы новых электросетевых объектов, объектов генерации и динамика изменения электрических нагрузок.

Для определения требований к существующей коммутационной аппаратуре и вновь устанавливаемой на шинах Черепетской ГРЭС и ПС рассматриваемого района выполнены расчеты токов КЗ с учетом перспективного развития сетей 110 кВ и выше.

Исходными данными приняты:

1. Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на период 2013 - 2017 годов утвержденная приказом № 18 от 23.04.2012г. министерством экономического развития и промышленности Тульской области.
2. «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2012 - 2018 годы», утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ № 387 от 13.08.2012 г.;
3. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 г. с учетом материалов для формирования Прогнозного баланса электроэнергетики до 2025 года с учетом перспективы до 2030 года.

1 Анализ существующего баланса мощности Тульской энергосистемы

Тульская энергосистема работает в составе энергетической системы Центра параллельно с Единой энергетической системой России. Управление режимами Тульской энергосистемы осуществляет «Региональное диспетчерское управление энергосистемой Тульской области» - филиал ОАО «Системный оператор Единой энергосистемы».

Основу электроэнергетики Тульской области составляют следующие энергокомпании:

- филиал ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» «Черепетская ГРЭС им Д.Г. Жимерина»;
- филиал ОАО «Квадра» - «Центральная генерация»;
- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Приокское предприятие магистральных электрических сетей;
- филиал «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья»;
- ОАО «Тульские городские электрические сети»;
- ОАО «Щекинская городская электросеть»;
- ООО «ПромЭнергоСбыт»;
- ООО «Трансэлектро»;
- ЗАО «Алексинская электросетевая компания».

На территории промышленных предприятий области располагаются блок-станции:

- блок-станция ОАО «Тулачермет»;
- блок-станция ОАО «Косогорский металлургический завод»;
- блок-станция ОАО «Щекиноазот»;
- блок-станция Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот».

В таблице 2.1 представлена отчетная динамика изменения электропотребления и максимумов нагрузки Тульской энергосистемы за период 2014-2016 г.

Таблица 1.1 - Отчетная динамика электропотребления и максимума нагрузки Воронежской энергосистемы за период 2014-2016 г

Показатели	Един. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Электропотребление	млн. кВтч	9493	10008	9936
Отклонение	%	-5	5,43	-0,72
Собственный максимум нагрузки	МВт	1625	1682	1621
Отклонение	%	1	3,51	-3,63

Установленная мощность электростанций Тульской энергосистемы на 01.01.2016 г. составляла 2409,5 МВт. Данные по генерации Тульской энергосистемы представлены в таб. 1.2.

Таблица 1.2 - Состав электростанций Тульской энергосистемы

Электростанция, установленная мощность	Един. изм.	Установленная мощность
Щекинская ГРЭС	МВт	400
Алексинская ТЭЦ	МВт	102
Первомайская ТЭЦ	МВт	105
Ефремовская ТЭЦ	МВт	160
Новомосковская ГРЭС	МВт	226
Черепетская ГРЭС	МВт	1285
БЛОКСТАНЦИИ		
ТЭЦ ОАО ТЧМ	МВт	101,5
ТЭЦ ОАО КМЗ	МВт	24
Ефремовский филиал ОАО «ЩГРЭСазот»	МВт	6

Из приведенных в таблице 1.2 данных видно, что на долю ГРЭС приходится более половины (53%) от установленной мощности Тульской энергосистемы.

ГРЭС - конденсационная электростанция, питающая потребителей на стыке Тульской, Калужской, Орловской, Смоленской и Брянской энергосистем, а также теплоснабжение города Суворова.

На первой очереди установлены 3 дубль-блока мощностью по 140 МВт, на второй очереди установлены два моноблока мощностью по 300 МВт и один дубль-блок мощностью 265 МВт.

В таблице 1.3 представлены данные по режиму работы ГРЭС в дни контрольного зимнего и летнего замера за 2009-2011 гг.

Таблица 1.3 - Нагрузка ГРЭС в дни контрольного зимнего и летнего замера за 2014-2016 гг.

	Един. изм.	2014 г				2015 г.				2016 г.			
		Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Всего по ГРЭС	МВт	549	474	184	184	422	406	340	344	627	617	183	185

Коэффициент использования установленной мощности ГРЭС за 2015 32%, за 2016г. 30 %.

Планируется консервация блоков №№ 5 и 6 мощностью по 300 МВт.

В связи с низкими технико-экономическими показателями блоки №5 и №6 не принимают участие в покрытии нагрузок энергосистемы.

Учитывая выше изложенное, в электрических расчетах работа ГРЭС принималась мощностью 265+2х213,8 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на два класса напряжения по 9 ВЛ 220 кВ и 5 ВЛ 110 кВ в направлении Тульской, Калужской, Брянской и Орловской энергосистем.

ВЛ 220 кВ:

- ЧГРЭС - Тула - 78,4 км;
- ЧГРЭС - Алексинская ТЭЦ - 57,4 км;
- ЧГРЭС - Шипово - 67,54 км;
- ЧГРЭС - Орбита (Калужская ЭС) - 38,8 км;
- ЧГРЭС - Спутник (Калужская ЭС) - 65,9 км;
- ЧГРЭС - Электрон (Калужская ЭС) - 96,2 км;
- ЧГРЭС - Литейная (Калужская ЭС) - 167,5 км;
- ЧГРЭС - Цементная (Брянская ЭС) - 164,5 км;
- ЧГРЭС - Мценск (Орловская ЭС) - 109,2 км. ВЛ 110 кВ:
- ЧГРЭС - Суворов - 1,6 км;

- ЧГРЭС - Ушатово - 10 км;
- ЧГРЭС - Агеево (Калужская ЭС) - 20,7 км;
- ЧГРЭС - Шепелево Северная (Калужская ЭС) - 35,3 км;
- ЧГРЭС - Шепелево Южная (Калужская ЭС) - 35,3 км.

1.1 Балансы мощности Тульской энергосистемы

Баланс мощности Тульской энергосистемы на час прохождения совмещенного с ОЭС Центра максимума нагрузки представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Баланс мощности Тульской энергосистемы за 2014 - 2016 гг.

	Един. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ				
Совмещенный максимум нагрузки на час зимнего максимума ОЭС Центра	МВт	1622	1623	1571
Генерация	МВт	1039	1145	1285
Дефицит (-), Избыток (+)	МВт	583	478	286
Сальдо-переток	МВт	583	477	285
Передача мощности	МВт	208	275	351
Калужская Э/С	МВт	208	275	332
Брянская Э/С	МВт	0	0	19
Получение мощности	МВт	791	752	636
Московская Э/С	МВт	456	475	413
Рязанская Э/С	МВт	248	220	200
Орловская Э/С	МВт	87	31	23
Брянская Э/С	МВт	0	26	0

Анализ представленных данных показывает, основным направлением выдачи мощности ГРЭС являются Калужская и Тульская энергосистемы. Электроснабжение Новомосковского, Заокского, Ясногорского районов обеспечивается от Московской и Рязанской энергосистем.

1.2 Основные показатели развития на перспективу до 2025 г

На рассматриваемую перспективу планируются следующие изменения генерирующей мощности:

- ввод 733 МВт;
- демонтаж 650 МВт.

Вводы генерирующих мощностей представлены в таблице 1.5

Таблица 1.5 - Вводы генерирующих мощностей

	Год ввода	Установленная мощность, МВт
ГРЭС Черепетская		
8 К-213,8-130	2013	213,8
9 К-213,8-130	2014	213,8
ГРЭС Новомосковская		
8 ПГУ-190(Т)	2013	190,0
Алексинская ТЭЦ		
5 ПГУ(Т)	2014	115,0
ВСЕГО		732,5

Демонтировать планируется на ГРЭС 420 МВт (оставшиеся блоки первой очереди) 3хК140-130 в 2015 г, на Новомосковской ГРЭС два блока Т-90-90 (180 МВт) в 2014 г., на Алексинской ТЭЦ два блока Т-50-90 и П-40-90 (90 МВт) в 2014 г.

На рассматриваемую перспективу баланс мощности Тульской энергосистемы представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Баланс мощности Тульской энергосистемы на перспективу

	Един. изм.	2015	2020	2025
Электропотребление	млрд.кВт.	10,872	11,791	12,94
Собственный максимум	МВт	1797	1933	2100
Установленная мощность	МВт	2452,0	2452,0	2452,0
Дефицит(-), Избыток (+)	МВт	655,0	519,0	352,0

2 Расчет электрических нагрузок Тульской энергосистемы и участков сети смежных энергосистем

Расчеты режимов работы электрической сети выполнены с помощью программы RASTR для схемы 220-750 кВ ОЭС Центра с учетом сети 110 кВ Тульской энергосистемы и участков сети смежных энергосистем.

При подготовке исходных перспективных схем для электрических расчетов, в качестве базового режима использовался режим зимнего и летнего контрольного замера за 2016 год, который был скорректирован с учетом прогнозируемого прироста потребления и предполагаемых вводов сетевого и генерирующего оборудования.

Для определения технических характеристик первичного оборудования были выполнены электрические расчеты сети 110 кВ и выше в зоне влияния Черепетской ГРЭС для нормальной схемы и основных ремонтных схем, а также послеаварийных режимов в указанных схемах для зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок на 2017 г. и 2025 г. Карта – схема 220 кВ и выше в зоне влияния Черепетской ГРЭС представлена на рисунке 2.1.

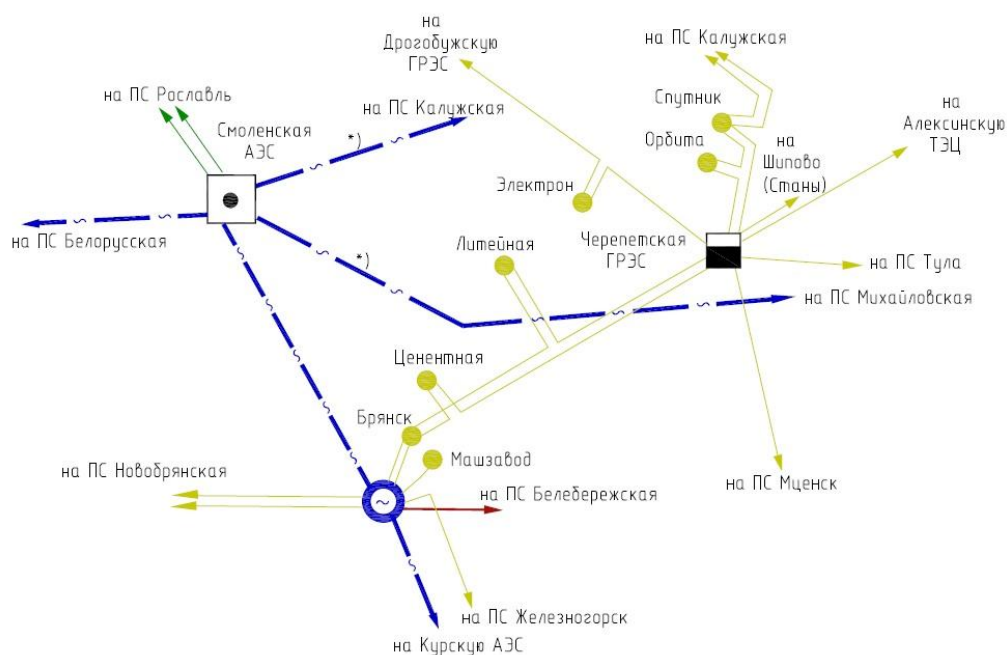


Рисунок 2.1 - Карта – схема 220 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС

Для оценки влияния на режим работы сети 110 кВ установки двух АТ 220/110 кВ на ГРЭС были выполнены следующие расчеты электрических режимов:

- для зимних максимальных нагрузок рабочего дня за период 2017 г. и с учетом перспективы до 2025 г.;
- для летних максимальных нагрузок рабочего дня за период 2017 г. и с учетом перспективы до 2025 г..

2.1 Расчет электрических режимов для уровня нагрузок 2017 года

В таблице 2.1 и приведены результаты расчетов электрических режимов для периода зимнего максимума 2017 г. для нормального и послеаварийных режимов.

Таблица 2.1 - Загрузка ЛЭП 110 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС. Режимы зимнего максимума нагрузки на 2017 г.

№	Наименование ветвей	Един. изм.	Доп. при t=- 5°C	зимний max	летний max
1	АТ 220/110 кВ ГРЭС	МВА/%	-	-	81/65
2	АТ 220/110 кВ ГРЭС	МВА/%	-	104/83	81/65
3	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Цементная	А/%	1000	59/6	53/5
4	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Литейная	А/%	1000	34/3	41/4
5	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Электрон	А/%	1000	115/12	123/12
6	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Орбита	А/%	1000	378/38	-
7	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Спутник	А/%	1000	227/23	356/36
8	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Станы	А/%	1000	127/13	142/14
9	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Алексин	А/%	1000	272/27	293/29
10	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Тула	А/%	1000	384/38	400/40
11	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Мценск	А/%	1219	79/6	90/7

Анализ результатов электрических расчетов показал, что загрузка ВЛ и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС находятся в допустимых пределах.

2.2 Расчет электрических режимов для уровня нагрузок 2025 года

В таблице 2.2 приведены результаты расчетов электрических режимов для периода зимнего максимума 2025 г. для нормального и послеаварийных режимов.

Таблица 2.2. - Загрузка ЛЭП 110 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС. Режимы зимнего максимума нагрузки на 2025 г.

№	Наименование ветвей	Един. изм.	Доп. при t= -5°C	зимнего max	летний max
1	АТ 220/110 кВ ГРЭС	МВА/%	-	-	116/93
2	АТ 220/110 кВ ГРЭС	МВА/%	-	175/127	116/93
3	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Цементная	А/%	1000	82/9	76/7
4	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Литейная	А/%	1064	32/3	59/6
5	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Электрон	А/%	1064	353/33	176/17
6	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Орбита	А/%	1064	463/43	-
7	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Спутник	А/%	1064	236/23	509/51
8	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Станы	А/%	1000	129/13	203/20
9	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Алексин	А/%	1000	366/37	418/42
10	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Тула	А/%	1000	606/60	572/57
11	ВЛ 220 кВ ГРЭС - Мценск	А/%	1219	180/14	129/10

Анализ результатов электрических расчетов показал, что загрузка ВЛ и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС находятся в допустимых пределах.

При проведении анализа результатов расчета электрических режимов за период 2025 года с учетом перспективы развития района исследования и увеличения мощности потребления нагрузки на 43% была выявлена перегрузка трансформаторов 1Т и 2Т ПС 110 кВ ГРЭС при аварийном отключении смежного трансформатора. Максимальная перегрузка составила 127% от номинальной мощности трансформатора при зимнем максимуме нагрузок. В этой связи требуется рассмотреть замену трансформаторного оборудования на более мощное. Выявленные перегрузки не превышают аварийно-допустимых значений, соответственно дополнительные устройства автоматики не требуются [1,2].

3 Характеристика Черепетская ГРЭС 220/110/6 кВ

3.1 Электротехнические решения реконструкции Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ

ГРЭС имени Д.Г. Жимерина расположена в городе Суворов Тульской области на реке ГРЭС.

На ГРЭС предусматривается установка: двух автотрансформаторов (АТ) мощностью 125 МВА напряжением 220/110/6 кВ и двух линейных регулировочных трансформаторов (ЛРТ), для обеспечения надежности электроснабжения потребителей 110 кВ прилегающих энергосистем и собственных нужд ГРЭС. Для ограничения токов КЗ на напряжении 6 кВ устанавливаются токоограничивающие реакторы. Также предусматривается реконструкция двух существующих зданий РУ-18 кВ трансформаторных групп №1, №3, здания РУСН-0,4 кВ. Здания РУ-18 кВ переименоуются на ЗРУ-6 кВ №1 и №3. В ЗРУ-6 кВ предусматривается установка комплектных распределительных устройств (КРУ) 6 кВ. В РУСН-0,4 кВ предусматривается установка сухих трансформаторов собственных нужд (ТСН) 6/0,4 кВ, а также установка щита собственных нужд (ЩСН) 0,4 кВ [3].

Исходя из количества присоединений, на основании работы «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», схемы распределительных устройств остаются существующие:

- ОРУ 220 кВ выполнено по не типовой схеме «Две рабочие системы шин».
- ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» [6].

К ОРУ 220 кВ уже подключены девять ВЛ 220 кВ, а к ОРУ 110 кВ - пять ВЛ 110 кВ. Источником питания потребителей являются:

- существующие генераторы: три мощностью по 140 МВт, два мощностью по 300 МВт и один - 275 МВт;

- существующие трансформаторы 220/18 кВ: четыре трансформаторные группы напряжением мощностью 180 МВА каждая, два трехфазных трансформатора мощностью 360 МВА каждый и один - 400 МВА;
- два трансформатора связи 110/18 кВ: два трехфазных трансформатора мощностью 63 МВА каждый, два 31,5 МВА каждый и один 60 МВА.

Новые АТ-1 и АТ-3 устанавливаются вместо демонтированных двух трансформаторных групп №1, №3 и двух трансформаторов связи Т-31, Т-33.

3.2 Краткое обоснование принятой схемы электроснабжения

Исходя из количества присоединений, на основании работы «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», схемы распределительных устройств остаются существующие:

- ОРУ 220 кВ выполнено по не типовой схеме «Две рабочие системы шин».
- ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин».

3.3 Сведения о типе оборудования, классе проводов

Устанавливаемое оборудование будет выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, учтена температура наружного воздуха (средняя из ежегодных абсолютных минимумов), степень загрязнения атмосферы (СЗА) [4].

Ошиновка реконструируемой части выбрана по максимальному длительному току присоединений, по стойкости к токам трехфазного короткого замыкания, механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов

распределительных устройств.

При выборе оборудования и ошиновки будут учтены нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочная способность оборудования [11,12,13,14].

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями оборудования и кабелей проектом предусматривается:

- отдельная прокладка резервируемых силовых кабелей;
- огнепреградительные пояса при прокладке кабелей;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение, с индексом нг-LS.

3.4 Перечень и объёмы поставки основного электротехнического оборудования

Перечень и объёмы поставки основного электротехнического оборудования для строительства указаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Объёмы устанавливаемого оборудования

Наименование	Ед. изм.	Количество
Оборудование 220 кВ		
Автотрансформатор трехфазный напряжением 220/110/6 кВ, мощностью 125 МВА	к-т	2
Ограничитель перенапряжения нелинейный напряжением 220 кВ	шт.	6
Гирлянда изоляторов натяжная 17хПСД 70Е одноцепная для одного провода АС-300/39	к-т	12
- Изолятор стеклянный ПСД 70Е	шт.	204
- Узел крепления КГП-7-2В (комплектуется серьгой СРС-7-16А)	шт.	12
- Ушко У2-7-16	шт.	12
- Звено промежуточное ПРТ-7/12-2	шт.	12
- Зажим натяжной НАС-300-1	шт.	12
Провод сталеалюминиевый АС-300/39 в т. ч.:	м/кг	260/295
- спуск, петля, перемычка (3 фазы, 1 провод в фазе)	шт.	6
- пролет (3 фазы, 1 провод в фазе)	шт.	2

Оборудование 110 кВ		
Ограничитель перенапряжения нелинейный напряжением 110 кВ	шт.	12
Кабельная муфта для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110 кВ	шт.	12
Гирлянда изоляторов натяжная 10хПСД 70Е однопoleпная для одного провода АС-300/39	к-т	12
- Изолятор стеклянный ПСД 70Е	шт.	204
- Узел крепления КПП-7-2В (комплектуется серьгой СРС-7-16А)	шт.	12
- Ушко У2-7-16	шт.	12
- Звено промежуточное ПРТ-7/12-2	шт.	12
- Зажим натяжной НАС-300-1	шт.	12
Провод сталеалюминиевый АС-300/39	м/кг	360/410
- спуск, петля, перемычка (3 фазы, 1 провод в фазе)	шт.	10
- пролет (3 фазы, 1 провод в фазе)	шт.	2
Оборудование 6 кВ		
Линейный регулировочный трансформатор напряжением 6 кВ, мощностью 63 МВА	к-т	2
Реактор токоограничивающий однофазный 6 кВ, 4000 А, 0.25 Ом	к-т	6
Шкаф КРУН напряжением 6 кВ с трансформатором напряжения и ОПН	к-т	2
Разъединитель трехфазный напряжением 35 кВ с двумя ЗН и эл. двиг. приводами, номинальным током 4000 А, с	3ф. к-т	2
Токопровод с литой изоляцией напряжением 6 кВ, номинальным током 4000 А	м	1500
Ячейка ввода напряжением 6 кВ, номинальным током 4000 А с вакуумным выключателем	шт.	2
Ячейка шинного трансформатора напряжения 6 кВ, номинальным током 630 А	шт.	2
Ячейка секционного выключателя напряжением 6 кВ, номинальным током 4000 А	шт.	1
Ячейка секционного разъединителя напряжением 6 кВ номинальным током 4000 А	шт.	1
Линейная ячейка напряжением 6 кВ, номинальным током 630 А с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, ОПН	шт.	30
Линейная ячейка напряжением 6 кВ, номинальным током 1000 А с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, ОПН	шт.	2
Трансформатор собственных нужд ТСЗ, напряжением 6/0,4 кВ, мощностью 1000 кВА	шт.	2

Оборудование 0,4 кВ, арматура		
Щит собственных нужд:		
- шкаф распределительный	шт.	25
- шкаф вводной	шт.	3
- шкаф секционный	шт.	2
Блок управления приводами разъединителей 35 кВ	шт.	2
Зажим аппаратный А4А-300-2	шт.	56
Зажим ОА-300-1	шт.	24
Зажим разъемный РОА-300-1	шт.	12
Полоса стальная оцинкованная 40x5 мм	м/кг	2000/3140
Сталь круглая оцинкованная диаметром 18 мм, L=5 м	шт./кг	80/800
Кабель силовой алюминиевый с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из ПВХ пластиката напряжением 110 кВ		
АПВВнг(А) 1x400 мм ²	м	1400
АПВВнг(А) 1x400 мм ² (для прокладки к КРУЭ)	м	1600
Кабель силовой алюминиевый с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из ПВХ пластиката напряжением 6 кВ		
АПВВнг(А)^8 1x150 мм ²		10000
Кабель силовой медный до 1 кВ пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением		
ВВГнг-LS 3x2,5 мм ²	м	1000
ВВГнг-LS 3x4 мм ²	м	1000
ВВГнг-LS 3x10 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 3x25 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 3x50 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 3x70 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 3x95 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 5x2,5 мм ²	м	1000
ВВГнг-LS 5x10 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 5x25 мм ²	м	500
ВВГнг-LS 5x50 мм ²	м	2000
ВВГнг-LS 5x70 мм ²	м	3000
ВВГнг-LS 5x95 мм ²	м	5000
ВВГнг-LS 5x4 мм ²	м	1000

4 Выбор мощности трансформатора Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ

Для подстанции, исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать приближенное выражение:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} \quad (4.1)$$

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot 175000 = 123000 \text{ кВА}$$

С целью проведения анализа размеров приведенных затрат двух ближайших по мощности трансформаторов примем следующее условие:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т} \quad (4.2)$$

$$250 \text{ МВА} > 125 \text{ МВА} > 123 \text{ МВА}$$

4.1 Технико-экономический расчёт выбора трансформаторов

4.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АТДЦТН 125000/220/110/6

Технические параметры АТДЦТН 125000/220/110/6 [14]:

$$\Delta P_{XX} = 34 \text{ кВт} \quad \Delta P_{K3} = 270 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0.4\% \quad U_{K\%} = 10.96\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном т} \quad (4.3)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,4}{100} \cdot 125000 = 500 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{ин} \cdot Q_{xx} \quad (4.4)$$

$$P'_{xx} = 35 + 0.05 \cdot 500 = 59 \text{ кВт}$$

Где: $K_{ин}$ – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{К.В.}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной нагрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{К.В.} = P_{К.С.} = P_{К.Н.} = 0.5 \cdot P_{К.ВН-НН} \quad (4.5)$$

$$P_{К.В.} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{к.вн.} = 0.5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.вн-нн} - U_{к.сн-нн}) \quad (4.6)$$

$$U_{к.вн.} = 0.5 \cdot (0 + 6,3 - 30) = 0 \text{ \%};$$

$$U_{к.сн.} = 0.5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}) \quad (4.7)$$

$$U_{к.сн.} = 0.5 \cdot (0 + 30 - 6,3) = 11,85 \text{ \%};$$

$$U_{к.нн.} = 0.5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}) \quad (4.8)$$

$$U_{к.нн.} = 0.5 \cdot (6,3 + 30 - 0) = 18,15 \text{ \%};$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (4.9)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{0}{100} \cdot 125000 = 0 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.сн} = \frac{U_{к.сн}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (4.10)$$

$$Q_{к.сн} = \frac{11,85}{100} \cdot 125000 = 14814 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн}}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (4.11)$$

$$Q_{к.нн} = \frac{18,15}{100} \cdot 125000 = 22687 \text{ кВар}.$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{к.вн} = P_{к.вн} + K_{ит} \cdot Q_{к.вн} \quad (4.12)$$

$$P'_{к.вн} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.сн} = P_{к.сн} + K_{ит} \cdot Q_{к.сн} \quad (4.13)$$

$$P'_{к.сн} = 135 + 0,05 \cdot 14814 = 876 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн} = P_{к.нн} + K_{ит} \cdot Q_{к.нн} \quad (4.14)$$

$$P'_{к.нн} = 135 + 0,05 \cdot 45375 = 1270 \text{ кВт};$$

$$P'_к = P'_{к.вн} + P'_{к.сн} + P'_{к.нн} \quad (4.15)$$

$$P'_к = 135 + 876 + 1270 = 2281 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,98 \quad (4.16)$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{НОМ.Т}} \cdot 0,6 = 0,6 \cdot 0,98 = 0,59$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = P_{xx}' + K_{зв}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{зс}^2 \cdot P'_{к.сн} + K_{зн}^2 \cdot P'_{к.нн} \quad (4.17)$$

$$P'_m = 34 + 0,98^2 \cdot 135 + 0,59^2 \cdot 876 + 0,39^2 \cdot 1270 = 662 \text{ кВт}$$

Расчет потерь электрической энергии холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i \quad (4.18)$$

Где: n_m - количество трансформаторного оборудования подстанции, находящегося в параллельной работе.

Суммарные потери в режиме х.х.:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (4.19)$$

Расчет потерь электрической энергии в режиме к.з.:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.сн} \cdot K_{зс}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_m} \cdot P''_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (4.20)$$

Где: T_i – временной период пребывания некоторой нагрузки S_i .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (4.21)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кнi}. \quad (4.22)$$

Где: T_i – временной период пребывания некоторой нагрузки S_i .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (4.23)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{nc} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кнi}.$$

Экономическая нагрузка $S_{э}$:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_m \cdot (n_m - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}}; \quad (4.24)$$

$$S_{э.пс} = 125000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{59}{2281}} = 28,43 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ MBA	$S_{СНi},$ MBA	$S_{ННi},$ MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	121,03	72,62	48,41	2	213	25134,00	0,97	0,58	0,39	13479,19	31487,39	20288,68
2	120,05	72,32	48,02	2	426	50268,00	0,96	0,58	0,38	26521,81	62453,58	39920,24
3	118,45	71,35	47,38	2	319,5	37701,00	0,95	0,57	0,38	19365,00	45600,71	29147,90
4	113,65	68,47	45,46	2	517	61006,00	0,91	0,55	0,36	28848,85	67933,29	43422,86
5	109,72	66,09	43,89	2	213	25134,00	0,88	0,53	0,35	11076,52	26082,99	16672,21
6	101,23	60,98	40,49	2	547,5	64605,00	0,81	0,49	0,32	24236,94	57073,16	36481,08
7	96,92	58,39	38,77	2	973,5	114873,00	0,78	0,47	0,31	39507,76	93032,89	59466,49
8	91,02	54,83	36,41	2	213	25134,00	0,73	0,44	0,29	7623,19	17951,10	11474,32
9	87,08	52,46	34,83	2	365	43070,00	0,70	0,42	0,28	11957,86	28158,37	17998,79
10	82,16	49,50	32,87	2	912,5	107675,00	0,66	0,40	0,26	26612,14	62666,28	40056,20
11	75,28	45,35	30,11	2	912	107616,00	0,60	0,36	0,24	22325,01	52570,95	33603,27
12	68,39	41,20	27,36	2	182,5	21535,00	0,55	0,33	0,22	3687,28	8682,82	5550,04
13	61,50	37,05	24,60	2	106,5	12567,00	0,49	0,30	0,20	1740,14	4097,68	2619,23
14	52,64	31,71	21,06	2	289	34102,00	0,42	0,25	0,17	3460,03	8147,67	5207,98
15	47,72	28,75	19,09	2	182,5	21535,00	0,38	0,23	0,15	1795,64	4228,38	2702,78
16	44,77	26,97	17,91	2	213	25134,00	0,36	0,22	0,14	1844,49	4343,41	2776,30
17	41,82	25,19	16,73	2	152	17936,00	0,33	0,20	0,13	1148,41	2704,27	1728,56
18	34,44	20,75	13,78	2	654	77172,00	0,28	0,17	0,11	3351,10	7891,18	5044,03
19	22,14	13,34	8,86	1	228	13452,00	0,18	0,11	0,07	965,61	2273,83	1453,43
20	20,17	12,15	8,07	1	608,5	35901,50	0,16	0,10	0,06	2139,30	5037,63	3220,05
21	16,73	10,08	6,69	1	152	8968,00	0,13	0,08	0,05	367,49	865,37	553,14
22	12,79	7,71	5,12	1	380	22420,00	0,10	0,06	0,04	537,25	1265,11	808,66
Итого потери по ТП:					8760	952938,50	2180273,79			252591,00	594548,05	380196,23

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 125000/220/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{nc} = 2,180 \text{ MBт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 0,953 \text{ MBт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 1,227 \text{ MBт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 250000/220/110/6:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{xx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз} \quad (4.24)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,012 \cdot 953 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 1227 \cdot 10^3 = 27 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Где: $C_{xx} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ потерь;

$C_{эк}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K_1 + I_{э} + I_{wnc} \quad (4.25)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 100 \cdot 10^6 + 9,4 \cdot 10^6 + 0,027 \cdot 10^6 = 24,43 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Где: $E_n = 0,15$ – коэффициент, отображающий эффективность функционирования;

K – капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$K_1 = 2 \cdot K = 2 \cdot 50\,000\,000 = 100\,000\,000 \text{ руб.};$$

$I_{э} = K \cdot P_{сум}$ – ежегодные эксплуатационные издержки, руб;

$$I_{э} = P_{сум} \cdot K_1 \quad (4.26)$$

$$I_9 = 0,094 \cdot 100000000 = 9\,400\,000 \text{ руб};$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094 - \text{амортизационный коэффициент}$$

4.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором АТДЦТН 250000/220/110/6

Технические параметры АТДЦТН 250000/220/110/6 [14]:

$$\Delta P_{\text{XX}} = 190 \text{ кВт} \quad \Delta P_{\text{КЗ}} = 670 \text{ кВт}$$

$$I_{\text{XX}\%} = 0.4\% \quad U_{\text{К}\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности (Q_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{\text{xx}} = \frac{0,4}{100} \cdot 250000 = 1000 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности (P'_{xx}) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{\text{xx}} = 190 + 0,05 \cdot 1000 = 240 \text{ кВт}$$

Где: $K_{\text{ип}}$ – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ($P_{\text{К.В.}}$) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{\text{К.В.}} = 0,5 \cdot 670 = 335 \text{ кВт}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{\text{к.вн.}} = 0,5 \cdot (0 + 6,3 - 30) = 0 \%;$$

$$U_{к.сн.} = 0,5 \cdot (0 + 30 - 6,3) = 11,85 \%;$$

$$U_{к.нн.} = 0,5 \cdot (6,3 + 30 - 0) = 18,15 \%;$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{к.вн.} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.сн.} = \frac{11,85}{100} \cdot 250000 = 29628 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.нн.} = \frac{18,15}{100} \cdot 250000 = 45375 \text{ кВар}.$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{к.вн.} = 335 + 0,05 \cdot 0 = 335 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.сн.} = 335 + 0,05 \cdot 29628 = 1816 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн.} = 335 + 0,05 \cdot 45375 = 2604 \text{ кВт};$$

$$P'_к = 335 + 1816 + 2604 = 4755 \text{ кВт}.$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,98$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} \cdot 0,6 = 0,6 \cdot 0,98 = 0,59$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = 240 + 0,98^2 \cdot 335 + 0,59^2 \cdot 1816 + 0,39^2 \cdot 2604 = 1590 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка $S_{\text{э}}$:

$$S_{\text{э.лс}} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{240}{4755}} = 79,43 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ MBA	$S_{СНi},$ MBA	$S_{ННi},$ MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	123,00	72,62	48,41	2	213	80940,00	0,48	0,29	0,19	8362,09	16318,81	10399,94
2	120,05	72,32	48,02	2	426	161880,00	0,48	0,29	0,19	16453,35	32367,50	20463,05
3	118,45	71,35	47,38	2	319,5	121410,00	0,47	0,29	0,19	12013,47	23633,24	14941,17
4	113,65	68,47	45,46	2	517	196460,00	0,45	0,27	0,18	17896,97	35207,43	22258,49
5	109,72	66,09	43,89	2	213	80940,00	0,44	0,26	0,18	6871,54	13517,90	8546,15
6	101,23	60,98	40,49	2	547,5	208050,00	0,40	0,24	0,16	15035,88	29579,01	18700,14
7	96,92	58,39	38,77	2	973,5	369930,00	0,39	0,23	0,16	24509,44	48215,68	30482,43
8	91,02	54,83	36,41	2	213	80940,00	0,36	0,22	0,15	4729,20	9303,43	5881,72
9	87,08	52,46	34,83	2	365	138700,00	0,35	0,21	0,14	7418,30	14593,49	9226,15
10	82,16	49,50	32,87	2	912,5	346750,00	0,33	0,20	0,13	16509,38	32477,73	20532,74
11	75,28	45,35	30,11	1	912	173280,00	0,30	0,18	0,12	27699,55	54491,35	34449,97
12	68,39	41,20	27,36	1	182,5	34675,00	0,27	0,16	0,11	4574,96	9000,00	5689,89
13	61,50	37,05	24,60	1	106,5	20235,00	0,25	0,15	0,10	2159,06	4247,36	2685,23
14	52,64	31,71	21,06	1	289	54910,00	0,21	0,13	0,08	4293,00	8445,30	5339,20
15	47,72	28,75	19,09	1	182,5	34675,00	0,19	0,11	0,08	2227,93	4382,85	2770,88
16	44,77	26,97	17,91	1	213	40470,00	0,18	0,11	0,07	2288,53	4502,07	2846,25
17	41,82	25,19	16,73	1	152	28880,00	0,17	0,10	0,07	1424,87	2803,05	1772,12
18	34,44	20,75	13,78	1	654	124260,00	0,14	0,08	0,06	4157,85	8179,44	5171,12
19	22,14	13,34	8,86	1	228	43320,00	0,09	0,05	0,04	599,04	1178,45	745,03
20	20,17	12,15	8,07	1	608,5	115615,00	0,08	0,05	0,03	1327,16	2610,83	1650,59
21	16,73	10,08	6,69	1	152	28880,00	0,07	0,04	0,03	227,98	448,49	283,54
22	12,79	7,71	5,12	1	380	72200,00	0,05	0,03	0,02	333,29	655,66	456,27
Итого потери по ТП:					8760	2557400,00	3319963,99			181112,85	356159,06	225292,07

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 250000/220/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{nc} = 3,320 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 2,557 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 0,762 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе АТДЦТН 250000/220/110/6:

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,012 \cdot 2557 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 762 \cdot 10^3 = 41 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Где: $C_{xx} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь;

$C_{эж}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 120 \cdot 10^6 + 11,28 \cdot 10^6 + 0,042 \cdot 10^6 = 29,32 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$K_1 = 2 \cdot K = 2 \cdot 60\,000\,000 = 120\,000\,000 \text{ руб.};$$

Ежегодные эксплуатационные издержки, руб;

$$I_э = 0,094 \cdot 120\,000\,000 = 11\,280\,000 \text{ руб.};$$

Принимаем к установке трансформатор АТДЦТН 125000/220/110/6 кВ на основании меньших затрат.

5 Расчет токов короткого замыкания

Для определения уровней токов короткого замыкания в зоне влияния ГРЭС были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий [4].

Данные о выключателях 110 кВ и выше, установленных на ГРЭС и примыкающих к ГРЭС подстанциях, представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Данные о выключателях 110 кВ и выше, установленных на ГРЭС и примыкающих к ГРЭС подстанциях.

Наименование ПС	Тип выключателя	К-во	Год ввода	Ток отключения, кА
Черепетская ГРЭС*				
шины 220 кВ	ЗАРШТ	10	2003-2004	50
	ВВД-220	8	1983, 1987, 1993	31,5
	ВВБ-220	6	1975, 1985, 1995	31,5
	ВВН-220/15000	7	1966, 1971, 1975	39,4
шины 110 кВ	ВВШ-110	14	1977-1982	25
Тула				
шины 220 кВ	242 РМР-40	2	2004	40
	У-220Б-25/1000	7	1965-1968	25
	242 РМР-40	1	2008	40
Спутник				
шины 110 кВ	МКП-110Б-20/630	14	1963-1977	20
	МКП-110Б-1000/20	2	1963	20
	У-110Б-40/2000	1	1977	40
	ВМТ-110Б-25/1000	1	1994	25
Орбита				
шины 110 кВ	У-110Б-40/2000	4	1975-1985	40
	МКП-110М-630/25	8	1975-1982	25
	МКП-110М-1000/25	2	1977-1982	20

Продолжение таблицы 5.1

Шипово				
шины 110 кВ	ВМТ-110М-25/1250	10	1989	25
	GL-312 F1	1	2010	40
Брянская				
шины 220 кВ	МВ 220 кВ	7	1963-1982	25
Литейная				
шины 110 кВ	У-110Б-40/2000	13	1976-1987	40
	МКП-110Б-20/630	1	1989	20
	GL-312F1	1	2010	
Ока				
шины 220 кВ	У-220/2000	11	1964-1978	25
Электрон				
шины 220 кВ	242 РМР-242-40/3000	1	2008	40
	У-220-25/2000	1	1977	25
	У-110Б-40/2000	1	1977	40
шины 110 кВ	ВЭБ-110 П-40/2500	1	2005	40
	У-110Б-40/2000	3	1977, 1982	40
	МКП-110М-630/25	6	1977	25
Цементная				
шины 220 кВ	У-220 МВ ВЛ-220 кВ ЧГРЭС МВ ВЛ-220 кВ Брянская СМВ- 220 кВ	3	1974-75	
шины 110 кВ	МКП-110М	12	1957-74	

* В процессе реконструкции на ГРЭС будут установлены выключатели с большим током отключения [15,16,17].

Этап 2018г.

Результаты расчета токов КЗ на шинах 110 кВ и выше ГРЭС и в зоне влияния ГРЭС на 2018 г. даны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Расчетные величины токов КЗ на 2018 г.

Наименование ПС и электростанции	I откл., кА	Расчетные величины токов КЗ на 2018 г., кА	
		I(3)	I(1)
Черепетская ГРЭС			
шины 220 кВ	31,4, 31,5, 50	35,5	38,5
шины 110 кВ	25	18,6	20,5
шины 20 кВ			
Блок №5		131,6	-
Блок №6		131,6	-
Блок №7		146,1	-
шины 15,75 кВ			
Блок №8		120,7	-
Блок №9		120,7	-
Тула			
шины 220 кВ	25, 40	22,3	19,6
Алексинская ТЭЦ			
шины 220 кВ		14,7	10,2
шины 110 кВ		12,8	13,2
Ока			
шины 220 кВ	25	25,3	19,3
Брянская			
шины 220 кВ	25	16,9	15
Ушатово			
шины 110 кВ		12,8	11,6
Суворово			
шины 110 кВ		16,1	16
Шипово			
шины 110 кВ	25, 40	12,4	11,9
Спутник			
шины 110 кВ	40	39,4	35
Орбита			
шины 110 кВ	40	27,1	27,3
Литейная			
шины 110 кВ	20, 40	10,5	12,1
Дятьковская			
шины 110 кВ		7,7	5,9
Электрон			
шины 220 кВ	25, 40	5,3	4,6
шины 110 кВ	25, 40	9,2	8,7
Цементная			
шины 220 кВ		12,7	9,1
шины 110 кВ		14,9	15,1
Шепелево			
шины 110 кВ		11,8	10,3
Агеево			
шины 110 кВ		11,3	7,9

Из результатов таблицы 5.2 следует, что токи КЗ не превышают ток отключения установленных выключателей.

Этап 2025 г.

Результаты расчета токов КЗ на шинах 110 кВ и выше ГРЭС и в зоне влияния ГРЭС на 2025 г. даны в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Расчетные величины токов КЗ на 2025 г.

Наименование ПС и электростанции	I откл., кА	Расчетные величины токов КЗ на 2025 г., кА	
		$I^{(3)}$	
Черепетская ГРЭС			
шины 220 кВ	31,4, 31,5, 50	35,8	38,8
шины 110 кВ	25	18,6	20,6
шины 20 кВ			
Блок №5		131,6	-
Блок №6		131,6	-
Блок №7		146,3	-
шины 15,75 кВ			
Блок №8		120,7	-
Блок №9		120,7	-
Тула			
шины 220 кВ	25, 40	22,3	19,6
Алексинская ТЭЦ			
шины 220 кВ		14,7	10,2
шины 110 кВ		12,8	13,2
Ока			
шины 220 кВ	25	25,3	19,3
Брянская			
шины 220 кВ	25	17,1	15,4
Ушатово			
шины 110 кВ		12,8	11,6
Суворово			
шины 110 кВ		16,1	16
Шипово			
шины 110 кВ	25, 40	12,4	11,9
Спутник			
шины 110 кВ	40	39,4	35
Орбита			
шины 110 кВ	40	27,1	27,3
Литейная			
шины 110 кВ	20, 40	10,5	12,3
Дятьковская			
шины 110 кВ		7,7	5,9

Продолжение таблицы 5.3

Электрон			
шины 220 кВ	25,40	4,6	4,2
шины 110 кВ	25,40	9,2	8,7
Цементная			
шины 220 кВ		12,8	9,4
шины 110 кВ		15,1	15,2
Шепелево			
шины 110 кВ		11,8	10,3
Агеево			
шины 110 кВ		11,3	7,9

Из результатов таблицы 5.3 следует, что токи КЗ не превышают ток отключения установленных выключателей.

Исходя из полученных результатов расчета токов КЗ, на шинах 220 кВ ГРЭС необходимо установить выключатели с током отключения не менее 50 кА, а на шинах 110 кВ выключатели с током отключения не менее 25 кА.

На год ввода автотрансформаторов 220/110/6 кВ ГРЭС максимальное значение токов КЗ на шинах 6 кВ составит 33,1 кА. При установке токоограничивающих реакторов сопротивлением 0,25 Ом ток КЗ снизится 10,1 кА.

6 Выбор и проверки нового оборудования Черепетской ГРЭС

В процессе нового строительства, реконструкции или технического перевооружении электроэнергетического объекта, в частности главной понизительной подстанции, выбор электротехнического оборудования проводят на соответствие расчетных характеристик паспортным.

Значение напряжения оборудования U_n , кВ, должна соответствовать соответствующему классу напряжения сети U_c , кВ. В формульном выражении данное соответствие можно представить в виде:

$$U_c \leq U_n \quad (6.1)$$

Соотношение значений номинального тока I_n , А к максимальному рабочему току $I_{\text{макс.р}}$, А должно быть следующим:

$$I_{\text{макс.р}} \leq I_n \quad (6.2)$$

Применительно к высоковольтным выключателям соотношение значений номинального тока отключения короткого замыкания $I_{\text{откл.н}}$, кА к наибольшему току короткого замыкания I_k , кА должно быть следующим:

$$I_k \leq I_{\text{откл.н}} \quad (6.3)$$

Временной интервал τ , с, от возникновения аварийной ситуации вследствие короткого замыкания до начала механического разведения контактов коммутационного оборудования определяется из выражения:

$$\tau = t_{\text{рел.защ}} + t_{\text{соб.откл}} \quad (6.4)$$

Где: $t_{\text{соб.откл}}$ - время отключения коммутационного оборудования;

$t_{\text{рел.защ}}$ - время срабатывания релейной защиты, равное 0,4 с.

При условии, что известно значение τ , с, определение коэффициента апериодической слагающей короткозамкнутого тока β возможно.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания $i_{к.ап}$, кА, находится по выражению:

$$i_{к.ап}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к.макс}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (6.5)$$

Величина несинусоидальной составляющей тока кз, $i_{нас.ап}$, кА, находится по выражению:

$$i_{нас.ап} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{откл.н} \quad (6.6)$$

При условии $i_{к.ап} > i_{нас.ап}$, характерно неравенство:

$$\sqrt{2} \cdot I_{к} + i_{нас.ап} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot 1 + \beta / 100 \quad (6.7)$$

Вне зависимости от функционального предназначения все электротехнические элементы системы должны соответствовать условиям:

$$I_{к/макс} \leq I_{эд.ст} \quad (6.8)$$

$$i_y \leq i_{эд.ст} \quad (6.9)$$

Время полного отключения тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$t_{н.откл.к} = t_{рел.защ} + t_{н.в.о} \quad (6.10)$$

Интеграл Джоуля B , кА²·с, при протекании тока короткого замыкания через токоведущие части оборудования, и допустимый интеграл Джоуля $B_{д.тепл}$, кА²·с, при токе термической стойкости I_t , кА, равны соответственно:

$$B = I_{к.макс}^{(3)2} \cdot t_{н.откл.к} + T_a \quad (6.11)$$

$$B_{д.тепл} = I_t^2 \cdot t_{н.откл.к} \quad (6.12)$$

$$B \leq B_{д.тепл} \quad (6.13)$$

6.1 Выбор высоковольтного оборудования Черепетской ГРЭС

В качестве примера использования описанной методики рассмотрим выбор вакуумного выключателя на номинальное напряжение 6 кВ. Согласно методике представленной в пункте 7 произведена проверка оборудования на соответствие параметрам сети (таблица 6.1)

Таблица 6.1 - Проверка вакуумного выключателя ячейки КСО-6(10) «Аврора».

№ п/п	Переменная	Паспортные значения	Значение для сети
	1	2	3
1	$U_n, \text{кВ} / U_c, \text{кВ}$	6	6
2	$I_n, \text{А} / I_{\text{макс.р}}, \text{А}$	1250	1120
3	$I_{\text{откл.н}}, \text{кА} / I_k, \text{кА}$	51	46,37
4	$i_{\text{нас.ан}}, \text{кА} / i_{\text{к.ан}}, \text{кА}$	12,5	20
5	$\sqrt{2} \cdot I_k + i_{\text{нас.ан}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot 1 + \beta / 100$	84	85
6	$B_{\text{д.менл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} / B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	712	255
7	$t_{\text{соб.откл.}}, \text{с}$	0,025	-
8	$\tau, \text{с}$	0,425	-
9	$B, \%$	15	-
10	$t_{\text{н.откл.к}}, \text{с}$	0,445	-
11	$I_t, \text{кА}$	20	-
12	$I_{\text{эд.см}}, \text{кА} / I_{\text{макс.р}}, \text{кА}$	20	15,43
13	$i_{\text{эд.см}}, / i_y, \text{кА}$	63	43,69

Используя аналогичный подход, произведем выбор необходимого высоковольтного электротехнического оборудования для проведения реконструкции ГРЭС.

Данные об основных электротехнических параметрах, наименования и типы выбранных аппаратов, принятых к установке на ГРЭС, сведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2 – Основное электротехническое оборудование принятое к установке на ГРЭС

№	Оборудование	Тип	Кол-во
1.	Ограничитель перенапряжения нелинейный напряжением 220 кВ	ОПНп-220/1000/163-10-IV УХЛ1	6
2.	Ограничитель перенапряжения нелинейный напряжением 110 кВ	ОПНп-110/1000/84-10-IV УХЛ1	12
3.	Линейный регулировочный трансформатор напряжением 6 кВ, мощностью 63 МВА	ТДНЛ-63000/6-У1	2
4.	Реактор токоограничивающий однофазный 6 кВ, 4000 А, 0,25 Ом	РТСТ-6-4000 УХЛ1	6
5.	Шкаф КРУН напряжением 6 кВ с трансформатором напряжения и ОПН	КРУН К-59	2
6.	Разъединитель трехфазный напряжением 35 кВ с двумя ЗН и эл. двиг. приводами, номинальным током 4000 А, с	РНДЗ-35/4000 УХЛ1	2
7.	Ячейка ввода напряжением 6 кВ, номинальным током 4000 А с вакуумным выключателем	КСО-6(10) «Аврора»	2
8.	Ячейка шинного трансформатора напряжения 6 кВ, номинальным током 630 А	КСО-6(10) «Аврора»	2
9.	Ячейка секционного выключателя напряжением 6 кВ, номинальным током 4000 А	КСО-6(10) «Аврора»	1
10.	Ячейка секционного разъединителя напряжением 6 кВ номинальным током 4000 А	КСО-6(10) «Аврора»	1
11.	Линейная ячейка напряжением 6 кВ, номинальным током 630 А с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, ОПН	КСО-6(10) «Аврора»	30
12.	Линейная ячейка напряжением 6 кВ, номинальным током 1000 А с вакуумным выключателем, трансформаторами тока, ОПН	КСО-6(10) «Аврора»	2
13.	Трансформатор собственных нужд ТСЗ, напряжением 6/0,4кВкВ, мощностью 1000 кВА	ТСЗ-1000/6/0,4	2

7 Релейная защита и автоматика Черепетской ГРЭС 220/110/6 кВ

7.1 Общие положения

Предусматривается установка двух автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3 мощностью 125 МВА и напряжением 220/110/6 кВ и реализацию для автотрансформаторов комплексных распределительных устройств (КРУ) собственных нужд 6 кВ.

В связи с этим для всех вновь вводимых элементов предусматривается система РЗА на микропроцессорной базе.

Комплекс РЗА должен выполняться в соответствии с действующими нормативными материалами в РФ и обеспечивать предъявляемые к нему требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности [19].

Отключение поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивости бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты должен выполняться автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- установкой двух комплектов защит;
- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного напряжения, оперативного постоянного тока;
- размещение устройств, резервирующих друг друга, в разных шкафах.

Устройства РЗА и системы измерений (контроллеры АСУТП, АИИС

КУЭ) предполагается подключать к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока с соответствующим классом точности.

Устройства РЗА, измерений и учета (контролеры АИИС КУЭ) предполагается подключать к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока с соответствующим классом точности.

Разделение по цепям переменного тока предполагает питание комплектов РЗА, резервирующих друг друга от разных обмоток трансформаторов тока. Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельным экранированным кабелем, проложенным, по возможности, в разных кабельных каналах.

В соответствии с рекомендациями ПУЭ должно быть предусмотрено резервирование питания цепей напряжения устройств РЗА от ТН смежного элемента.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подключается к отдельной вторичной обмотке ТН.

Разделение по цепям оперативного постоянного тока достигается подключением двух комплектов защит защищаемого присоединения к разным аккумуляторным батареям или сборкам постоянного тока.

Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервирование питания должно обеспечиваться схемой электрических соединений щита постоянного тока.

Питание схем управления электромагнитами по цепям постоянного тока при этом следует осуществлять от сборок, питаемых от разных аккумуляторных батарей. Цепи отключения от каждого комплекта должны прокладываться отдельными кабелями, по возможности, разными трассами.

Должна быть обеспечена возможность управления режимами работы устройств РЗА (ввод/вывод АПВ, изменение режимов АПВ, ввод/вывод оперативного ускорения и т.д.) с верхнего уровня управления АСУ ТП. При этом должна быть индикация установленных режимов устройств РЗА как на АРМ оперативного персонала, так и на самих устройствах.

7.2 Характеристика защищаемого объекта

На ГРЭС взамен существующих трансформаторных групп №1-4 и трансформаторов связи Т-31 и Т-33 предусматривается установка двух силовых автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3 мощностью 125000 кВА и высшим напряжением 220 кВ. По стороне ВН автотрансформаторы присоединяются к ОРУ 220 кВ, выполненному по схеме «две рабочие системы шин» с подключением через два выключателя к каждой системе шин. По стороне СН автотрансформаторы присоединяются к ОРУ 110 кВ, выполненному по схеме «две рабочие и обходная системы шин» с подключением выключателя ввода через развилку разъединителей к каждой системе шин 110 кВ.

На выводах 6 кВ АТ-1 и АТ-3 устанавливаются линейные регулировочные трансформаторы (ЛРТ) мощностью по 63 МВА и токоограничивающие реакторы (ТР) для ограничения токов КЗ на шинах 6 кВ.

Также предусматривается новое комплектное распределительное устройство собственных нужд КРУ 6 кВ электростанции, питающееся от вводов 6 кВ АТ-1 и АТ-3. КРУ 6 кВ выполнено по схеме «одна система шин, секционирована выключателем», к секциям шин 6 кВ №1 и №3 подключено по шестнадцать ячеек кабельных линий (в т.ч. вводов ТСН). В ячейках 6 кВ выключателей вводов НН АТ, секционного выключателя и выключателей линейных присоединений предусмотрены трансформаторы тока с тремя вторичными (для ячейки ввода с четырьмя) обмотками для подключения устройств РЗА, телеизмерений и учета.

Для подключения устройств РЗА, РАС, телеизмерений и учёта в цепях автотрансформаторов предусмотрены встроенные трансформаторы тока с четырьмя вторичными обмотками по сторонам ВН, СН и НН, а также в общей обмотке со стороны АТ [20].

Выключатели вводов 220 и 110 кВ автотрансформаторов существующие и имеют два (выключатель 110 кВ - один) электромагнита отключения. В цепях выключателей ввода 220 кВ установлены встроенные трансформаторы тока для

подключения устройств РЗА. Для подключения устройств РЗА по стороне 110 кВ в цепях выключателей установлены выносные трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками. В работе предусматривается замена устройств автоматики управления выключателями вводов 220 и 110 кВ автотрансформаторов, выполненных на электромеханической базе на микропроцессорные.

Для подключения устройств РЗА, автоматики управления выключателями, учета и телеизмерений по цепям переменного напряжения используются:

- существующие трансформаторы напряжения (ТН) на шинах 220 и 110 кВ с двумя вторичными обмотками;
- новые ТН с двумя вторичными обмотками, установленные на вводах 6 кВ АТ-1 и АТ-3;
- новые ТН на шинах ЗРУ-6 кВ №1 и №3 с тремя вторичными обмотками.

7.3 Структура комплекса РЗА автотрансформаторов АТ-1, АТ-3

Для автотрансформатора с высшим напряжением 220 кВ и мощностью 125000 кВА, согласно НТП ПС, должны быть предусмотрены следующие перечисленные устройства РЗА.

В качестве основной быстродействующей защиты автотрансформатора от всех видов коротких замыканий предусматривается:

- два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты с торможением;
- газовая защита автотрансформатора с тремя выходными контактами (два отключающих, один сигнальный) и устройством контроля изоляции цепей газовой защиты автотрансформатора;
- газовая защита устройства РПН автотрансформатора с двумя выходными контактами с устройством контроля изоляции цепей газовой

защиты устройства РПН;

- комплект технологических защит автотрансформатора;
- два комплекта дифференциальной защиты ошиновки стороны НН автотрансформатора, в зону действия которых входят линейный регулировочный трансформатор и токоограничивающий реактор;

Для регулирования напряжения в сети 6 кВ устанавливаются ЛРТ-1 и ЛРТ-3, которые оснащены газовой и технологическими защитами, а также для каждого ЛРТ предусмотрена установка максимальной токовой защиты.

Предполагается, что система основной защиты автотрансформатора будет содержать два независимых комплекта, через которые будут действовать газовые защиты АТ и ЛРТ, газовые защиты устройства РПН АТ, а также технологические защиты АТ и ЛРТ, каждый из которых будет иметь свою группу выходных реле с действием на отключение АТ.

Питание по оперативным цепям газовой защиты АТ и ЛРТ, РПН АТ и технологических защит АТ и ЛРТ предусматривается от отдельного автомата.

От сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусмотрены:

- по одному комплекту ДЗ на сторонах высокого (ВН) и среднего (СН) напряжения с блокировкой по цепям напряжения;
- по одному комплекту ТНЗНП на сторонах ВН и СН;

В резервных защитах АТ предусмотрена возможность осуществления оперативного и автоматического ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП.

Комплект резервных защит стороны ВН должен действовать с первой выдержкой времени на отключение своих двух выключателей 220 кВ, и со второй выдержкой времени на отключение автотрансформатора со всех сторон через выходные реле основных защит. Комплект резервных защит стороны СН должен действовать с первой выдержкой времени на отключение ШСВ 110 кВ, со второй выдержкой на отключение своего выключателя ввода АТ, а с третьей выдержкой времени на отключение автотрансформатора АТ со всех сторон через выходные реле основных защит.

Такие действия приведут к отключению только одного автотрансформатора при КЗ в зоне резервирования.

Предусматривается также защита от перегрузки стороны высшего, низшего напряжения и нейтрали автотрансформатора.

Для трансформатора напряжения на вводах 6 кВ АТ-1, АТ-3, расположенного в КРУН, предусматривается устройство автоматики ТН с функциями контроля исправности трансформатора напряжения (КИТН) и защиты от замыканий на землю с действием на сигнал (СЗЗ).

Для каждого выключателя ввода 220 и 110 кВ АТ предусматриваются комплекты автоматики управления выключателем.

Комплект автоматики управления выключателем должен включать следующие функции:

- автоматику управления выключателем (АУВ);
- функцию автоматического повторного включения выключателя (АПВ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Функция УРОВ для выключателей ввода 110 кВ АТ-1 и АТ-3 будет задействована в устройстве автоматики управления выключателем только после полной реконструкции ОРУ 110 кВ, до тех пор все выключатели 110 кВ интегрированы в схему подстанционного УРОВ 110 кВ.

На выключателях 220 и 110 кВ автотрансформатора предусматривается трехфазное АПВ однократного действия при работе резервных защит соответствующей стороны.

АПВ выключателей ввода 220 и 110 кВ выполняется с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на автотрансформаторе в режиме опробования шин либо с контролем наличия напряжения на шинах и автотрансформаторе и контролем синхронизма (при действии резервных защит АТ).

УРОВ выключателя ввода 220 кВ должен быть выполнен по принципу предварительной проверки исправности выключателя («действие на себя»), иметь токовый контроль и осуществлять отключение смежных элементов при

отказе выключателя. Функция УРОВ выключателя ввода 110 кВ АТ в составе АУВ будет задействована только после реконструкции ОРУ 110 кВ. До тех пор УРОВ реализована в схеме подстанционного УРОВ 110 кВ. Соответственно, необходимо предусмотреть новые цепи действия УРОВ, отключения и запрета АПВ выключателей ввода 110 кВ АТ, а также цепи пуска УРОВ от защит автотрансформатора в схему УРОВ 110 кВ.

Предусматриваются также:

- автоматическое регулирование коэффициента трансформации под нагрузкой АТ и ЛРТ;
- защита от повышения и понижения уровня масла автотрансформатора и устройства РПН с действием на сигнал;
- блокировка переключения устройства РПН автотрансформатора;
- контроль температуры масла автотрансформатора.

Микропроцессорные терминалы автотрансформаторов должны иметь:

- торможение, обеспечивающее несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания при включении автотрансформатора и при КЗ вне защищаемой зоны;
- возможность подстройки коэффициента трансформации трансформаторов тока и компенсации группы присоединений с помощью точной цифровой регулировки.

На шинах 220 и 110 кВ установлены существующие схемы дифференциальной защиты шин (ДЗШ). Необходимо предусмотреть новые цепи на отключение и запрет АПВ выключателей ввода от ДЗШ, а по 220 кВ еще цепи действия УРОВ выключателей в существующую схему ДЗШ 220 кВ.

Установка рассмотренных микропроцессорных комплектов РЗА позволяет обеспечить полноценную защиту, а также осуществить ряд дополнительных функций.

Схема размещения устройств РЗА и ПА для автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3 приведена на рисунке 7.1.

7.4 Структура комплекса РЗА КРУ 6 кВ

КРУ 6 кВ на ГРЭС выполнено по схеме «одна система шин, секционирована выключателем» с подключением каждой секции от вводов 6 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3. От шин 6 кВ запитана система собственных нужд электростанции.

На вводных ячейках АТ 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий;
- логическая защита шин;
- защита от дуговых замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя;
- защита от дуговых замыканий;
- устройство резервирования отказа выключателя;

На отходящих ячейках КЛ 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий;
- защита от замыканий на землю;
- токовая отсечка;
- блокировка логической шин защиты ввода;
- защита от дуговых замыканий;

Защита ячеек вводов трансформаторов собственных нужд (ТСН) должна быть дополнена функциями защиты от перегрузки и токовой защиты от однофазных КЗ на землю на стороне 0,4 кВ ТСН.

В ячейках шинных ТН 6 кВ предусматривается:

- защита от повышения/понижения напряжения;
- сигнализация замыкания на землю;
- контроль исправности ТН.

Для защиты сборных шин распределительных устройств 6 кВ применяется защита от дуговых замыканий (ЗДЗ). Работа защиты основана, в основном, на физическом принципе. Защита может реагировать на два фактора: вспышка света в отсеках распределительного устройства и на механическое

воздействие дуги. В связи с этим может применяться только в КРУ, где все токоведущие части размещены в закрытых отсеках. Концевые выключатели и/или фотодатчики устанавливаются во всех ячейках КРУ. На свет реагируют фотодатчики, а на механическое воздействие - концевые выключатели, контролируемые положение люков и других подвижных элементов корпуса шинного отсека, отсека выключателя и отсека ввода/вывода кабельной линии. Для исключения ложного срабатывания защиты при случайном открытии люка или при вспышке света, не связанной с появлением дуги, применяется блокировка защиты по току питающих элементов: линии, ввода автотрансформатора и секционного выключателя. ЗДЗ линейной ячейки выполнено таким образом, что при возникновении дугового замыкания в отсеке ввода/вывода защита действует на отключение выключателя ячейки присоединения, а при срабатывании датчиков ЗДЗ в отсеке сборных шин либо отсеке выключателя, последняя действует на отключение питающего ввода и секционного выключателя. ЗДЗ в ячейке ввода 6 кВ при срабатывании датчиков дуги в отсеке ввода/вывода и отсеке выключателя воздействует на отключение трансформатора со всех сторон, а при срабатывании датчика дуги в отсеке сборных шин воздействует на отключение выключателя ввода и запрет АВР секционного выключателя. ЗДЗ ячеек шинных ТН 6 кВ действует на отключение ввода 6 кВ и секционного выключателя 6 кВ и запрет АВР.

Логическая защита шин (ЛЗШ) 6 кВ используется на подстанциях распределительных сетей без синхронной нагрузки и синхронных генераторов. Принцип действия логической защиты шин заключается в следующем. На вводном и секционном выключателях используют два комплекта МТЗ (при применении цифрового терминала). Первая ступень («быстрый» комплект) имеет выдержку времени 0,15-0,2 с и выполняет функции ЛЗШ. Она вводится в работу, если через защиту протекает ток повреждения и нет блокирующего сигнала от пусковых органов защиты отходящих от шин линий. Этот блокирующий сигнал передается от защит отходящих линий к комплекту ЛЗШ с помощью общей шинки блокировки, расположенной вдоль всех ячеек секции.

Если повреждена отходящая линия, то срабатывают пусковые органы защиты этой линии и ЛЗШ на вводе или секционном выключателе блокируется (не работает), а МТЗ ввода или СВ работает с обычной селективной выдержкой времени, резервируя защиту линии. Блокировка выполняется с помощью общего выходного реле. Если повреждены шины, то блокирующий сигнал со стороны отходящих линий отсутствует и срабатывает ЛЗШ («быстрый» комплект МТЗ), отключая через 0,15-0,2 с выключатель ввода или СВ.

Схема АВР должна удовлетворять изложенным ниже основным требованиям.

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине и наличии нормального напряжения на другом, резервном для данных потребителей источнике питания. Чтобы не допустить включения резервного источника на короткое замыкание, ввод рабочего источника к моменту действия АВР должен быть отключен выключателем. Признаком прекращения питания является исчезновение напряжения на шинах потребителей, поэтому воздействующей величиной устройства АВР является напряжение.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения само запуска электродвигателей.

3. Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4. Обеспечивать вместе с защитой быстрое отключение резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин и тем самым сохранять их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5. Схема АВР должна действовать на включение секционного выключателя при отключении любого из источников питания и исчезновения напряжения на любой секции шин.

В данном случае осуществляется взаимное резервирование с помощью АВР двухстороннего действия.

Включение секционного выключателя при АВР производится по команде от защиты рабочего ввода. При работе АВР подается команда на отключение рабочего ввода и, по факту отключения рабочего ввода, команда на включение секционного выключателя (резервного ввода) при наличии напряжения на резервном источнике. Устройство АВР должно обеспечивать возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения. В качестве внешних сигналов запрета АВР служат действие УРОВ выключателей присоединений, работа ЗДЗ и др.

Включенный от АВР выключатель должен иметь защиту, действующую с ускорением после АВР.

Установка в КРУ 6 кВ рассмотренных микропроцессорных комплектов РЗА позволяет обеспечить полноценную защиту КРУ, удовлетворяющую требованиям ОАО "ФСК ЕЭС", а также осуществить ряд дополнительных функций с возможностью интеграции в АСУ ТП подстанции.

Схема размещения устройств РЗА и ПА в КРУ 6 кВ приведена на рисунке 7.1.

7.5 Расчет защит автотрансформатора АТ-1 (АТ-3)

Расчет номинальных токов автотрансформатора сведен в табл.7.1.

Расчет ДЗТ 1к(2к) сведен в табл.7.2.

Расчет ТЗНП сведен в табл.7.3.

Расчет ДЗ сведен в табл.7.4.

Расчет МТЗ НН сведен в табл.7.5.

Расчет ЗП Iк(IIк) сведен в табл.7.6.

Расчет ДЗО сведен в табл.7.7.

Таблица 7.1 – Расчет номинальных токов автотрансформатора

Сторона	Сх.соед. обм.АТКВ	Сх.соед. втор. обм.ТТ	Коэф. тр-ции ТТ (Ктт_стор)	Первичные токи АТ, А	Вторичные токи АТ, А
ВН	Y	Y	1200/1	$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328$	0,27
СН	Y	Y	1200/5	$I_{ном.СН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН.}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656$	2,73
НН	Δ	Y	6000/5	$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 5467$	4,56

Таблица 7.2 – Расчет уставок ДЗТ 1к(2к)

Наименование АТ	Коэф-ент тр-ции ТТ	Расчетная величина	Выбор параметров срабатывания				Проверка чувствительности		
			Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки		Расчетное условие	Расчетное выражение	
					Ток срабатывания защиты, А				Выдержка времени t, с
				Перв.	Втор.				
АТ-1 (АТ-3)	1200/1	Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты, соответствующий началу торможения	$I_{с.з.} = 0,3 \cdot I_{ном}$	$I_{с.з.} = 0,3 \cdot 328 = 98,4A$	100	0,08	0	Двухфазное КЗ на стороне НН за АТ	$K_v = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 351}{100} = 3,04$
		Ток дифференциальной отсечки	$I_{с.з.0} = 5 \cdot I_{ном}$	$I_{с.з.0} = 5 \cdot 328 = 1640A$	1640	1,37	0		
		Коэффициент торможения	$K_T = 0,5$	-	-	-	-	-	-

Таблица 7.3 – Расчет ТЗНП

Наименование АТ	Место установки	Коэф. тр-ции ТТ	Степень защиты	Выбор параметров срабатывания			Проверка чувствительности			
				Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки		Расчетное условие	Расчетное выражение	
						Ток срабатывания защиты, А				
						Перв.	Втор.			Выдержка времени t _с
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 220 кВ	1000\1	I	Отстройка от $3I_0$ при КЗ на землю на шинах 110 кВ Черепетской ГРЭС	$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 3I_{0КЗ}^{(1,1)};$ $I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 2320 = 3016$	3016	3,02	0	-	
			II	Обеспечение чувствительности $K_{\eta} = 1,25$ при КЗ на землю на шинах 110 кВ Черепетской ГРЭС	$I_{с.з.}^{II} = \frac{3I_{0КЗ}^{(1)}}{K_{\eta}};$ $I_{с.з.}^{II} = \frac{1899}{1,25} = 1519$	1519	1,52	0,3	-	-
			III	Согласование с I ст. ТЗНП ВЛ 220 кВ ГРЭС – Орбита	$I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot K_T \cdot I_{с.з.вл220}^I;$ $I_{с.з.вл220}^I = 4754A;$ $I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 0,037 \cdot 4890 = 199$	200	0,2	1,3	Замыкание на землю на шинах 220 кВ Черепетская ГРЭС	$K_{\eta} = \frac{3I_{0КЗ}^{(1)}}{I_{с.з.}^{III}} = \frac{1186}{200} = 5,9$
			IV	Обеспечение чувствительности $K_{\eta} = 1,25$ при каскадном отключении ВЛ 220 кВ ГРЭС – Литейная со стороны ПС 220 кВ Литейная	$I_{с.з.}^{IV} = \frac{3I_{0КЗ}^{(1,1)}}{K_{\eta}};$ $I_{с.з.}^{IV} = \frac{146}{1,25} = 117$	117	0,12	3,0	-	-

Продолжение таблицы 7.3

Наименование АТ	Место установки	Коэф. тр-ции ТТ	Степень защиты	Выбор параметров срабатывания			Проверка чувствительности			
				Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки			Расчетное условие	Расчетное выражение
						Ток срабатывания защиты, А		Выдержка времени t _с		
						Перв.	Втор.			
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 110 кВ	3000\5	I	Отстройка от $3I_0$ при КЗ на землю на шинах 220 кВ ГРЭС	$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 3I_{0КЗ}^{(1.1)};$ $I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 1715 = 2230$	2230	3,7	0,3	-	-
			II	Обеспечение чувствительности $K_q = 1,25$ при КЗ на землю на шинах 220 кВ ГРЭС	$I_{с.з.}^{II} = \frac{3I_{0КЗ}^{(1)}}{K_q};$ $I_{с.з.}^{II} = \frac{1080}{1,25} = 864$	864	1,44	0,3	-	-
			III	Согласование с I ст. ТЗНП ВЛ 220 кВ ГРЭС – Суворово	$I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot K_T \cdot I_{с.з.вл110}^I;$ $I_{с.з.вл220}^I = 6893A;$ $I_{с.з.}^{III} = 1,1 \cdot 0,43 \cdot 6977 = 3300$	3300	5,5	1,3	Замыкание на землю на шинах 110 кВ Черепетская ГРЭС	$K_q = \frac{3I_{0КЗ}^{(1)}}{I_{с.з.}^{III}} = \frac{6696}{3300} = 2$
			IV	Обеспечение чувствительности $K_q = 1,25$ при каскадном отключении ВЛ 220 кВ ГРЭС – Шепелево со стороны ПС 110 кВ Шепелево	$I_{с.з.}^{IV} = \frac{3I_{0КЗ}^{(1)}}{K_q};$ $I_{с.з.}^{IV} = \frac{389}{1,25} = 311$	311	0,52	1,8	-	-

Таблица 7.4 – Расчет ДЗ

Наименование АТ	Место установки	Коеф. гр-ции ТТ	Коеф. гр-ции ТН	Степень защиты	Выбор параметров срабатывания				Проверка чувствительности		
					Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки			Расчетное условие	Расчетное выражение
							Сопротивление срабатывания защиты, А		Выдержка времени t, с		
							Перв.	Втор.			
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 220 кВ	1000\1	220000\110	I	Отстройка от КЗ на шинах 110 кВ ГРЭС	$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (z_{АТ ВН} + z_{АТ СН});$ $I_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 48 = 40,8$	40,8	18,5	0,3	-	-
				II	Обеспечение чувствительности $K_{\psi} = 1,25$ при КЗ на шинах 110 кВ ГРЭС	$z_{с.з.}^{II} = K_{\psi} \cdot (z_{АТ ВН} + z_{АТ СН});$ $z_{с.з.}^{II} = 1,25 \cdot 48 = 60$	60	27,27	0,3	-	-
				III	Согласование с I ст. ДЗ ВЛ 220 кВ ГРЭС – Орбита	$z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot K_n \cdot z_{вл220}^I;$ $z_{вл220}^I = 13,75 \text{ Ом};$ $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot 54,5 \cdot 13,75 = 600;$	600	272,7	1,3	-	-
				IV	-	Принимаем: $z_{с.з.}^{IV} = 800 \text{ Ом};$	800	363,6	3,0	Каскадное отключение КЗ в конце ВЛ 220кВ ГРЭС – Литейная со стороны ПС 220 кВ Литейная	$K_{\psi} = \frac{z_{с.з.}^{IV}}{z_{зам.}} = \frac{800}{283,6} = 2,8$ -

Продолжение таблицы 7.4

Наименование АТ	Место установки	Коеф. тр-ции ТТ	Коеф. тр-ции ТН	Ступень защиты	Выбор параметров срабатывания				Проверка чувствительности		
					Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки			Расчетное условие	Расчетное выражение
							Сопротивление срабатывания защиты, А		Выдержка времени t, с		
							Перв.	Втор.			
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 110 кВ	1000\1	220000\110	I	Отстройка от КЗ на шинах 220 кВ ГРЭС	$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (z_{AT\ BH} + z_{AT\ CH});$ $I_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 13,5 = 11,88$	11,48	6,26	0,3	-	-
				II	Обеспечение чувствительности $K_q = 1,25$ при КЗ на шинах 220 кВ ГРЭС	$z_{с.з.}^{II} = K_q \cdot (z_{AT\ BH} + z_{AT\ CH});$ $z_{с.з.}^{II} = 1,25 \cdot 13,5 = 16,88$	16,88	9,22	0,3	-	-
				III	Согласование с I ст. ДЗ ВЛ 220 кВ ГРЭС – Суворово	$z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot K_n \cdot z_{вл220}^I;$ $z_{вл220}^I = 0,55 \text{ Ом};$ $z_{с.з.}^{III} = 0,8 \cdot 3,34 \cdot 0,55 = 1,45;$	1,45	0,79	1,3	-	-
				IV	Обеспечение чувствительности $K_q = 1,25$ при каскадном отключении ВЛ 220 кВ ГРЭС – Шепелево со стороны ПС 110 кВ Шепелево	$z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot K_n \cdot z_{вл220};$ $z_{вл220} = 15,56 \text{ Ом};$ $z_{с.з.}^{IV} = 1,25 \cdot 6 \cdot 15,56 = 116,7;$	117	63	1,8	-	-

Таблица 7.5 – Расчет МТЗ НН

Наименование АТ	Место установки	Коеф. гр-ции ТТ	Степень защиты	Выбор параметров срабатывания			Проверка чувствительности			
				Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки		Расчетное условие	Расчетное выражение	
						Ток срабатывания защиты, А				
						Перв.	Втор.			Выдержка времени t, с
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 6 кВ	4000\5	ЛЗШ	Обеспечение чувствительности $K_{\chi} = 1,3$ при КЗ на шинах 6 кВ ГРЭС	$I_{ТО}^{ЛЗШ} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{K_{\chi}};$ $I_{ТО}^{ЛЗШ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10999}{1,3} = 9525,4$	9526	11,9	0	-	-
			I ст. МТЗ	Согласование с ТО фидера 6 кВ	$I_{с.з.}^{II} = K_{согл.} \cdot I_{с.з.фид.}^I;$ $K_{согл.} = 1,1$			0,5	-	-
		6000\5	ТО	Отстройка от КЗ на шинах 6 кВ	$I_{с.з.}^I = K_{отс.} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$ $I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 11138 = 14479,4$	12,07	272,7	0	-	-
			МТЗ	Отстройка от максимального рабочего тока	$I_{с.з.}^{II} = K_{в.дл.} \cdot \frac{I_{раб.мах}}{K_{нов.}};$ $I_{с.з.}^{II} = 1,1 \cdot \frac{5740,7}{0,9} = 7016,4 A;$ $I_{раб.мах} = K_{нов.} \cdot I_{ном.нн};$ $I_{раб.мах} = 1,05 \cdot 5467,3 = 5740,7 A$	7016,4	5,8	1,0	КЗ на шинах 6 кВ	$K_{\chi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{с.з.}^{(II)}};$ $K_{\chi} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10999}{7016,4} = 1,36;$

Таблица 7.6 – Расчет ЗП Iк(Пк)

Наименование АТ	Место установки защит	Коэфф-ент тр-ции ТТ	Выбор параметров срабатывания				
			Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки		
					Ток срабатывания защиты, А		Выдержка времени t, с
					Перв.	Втор.	
АТ-1 (АТ-3)	Сторона 220 кВ	1200\1	Отстройка от номинального тока обмотки ВН	$I_{с.з.} = K_{отс.} \frac{I_{ном.ВН}}{K_{в.}};$ $K_{отс.} = 1,05; K_{в.} = 0,9;$ $I_{с.з.} = 1,05 \cdot \frac{328}{0,9} = 382,7$	383	0,32	10
	Сторона 6 кВ	6000\5	Отстройка от номинального тока обмотки НН	$I_{с.з.} = K_{отс.} \frac{I_{ном.НН}}{K_{в.}};$ $I_{раб.мах} = K_{пер.} \cdot I_{ном.НН};$ $I_{раб.мах} = 1,05 \cdot 5467,3 = 5740,7 А;$ $I_{с.з.} = 1,05 \frac{5740,7}{0,9} = 6697,5 А$	6698	5,58	10
	Нейтраль	1000\5	Отстройка от номинального тока общей части обмотки	$I_{с.з.} = K_{отс.} \frac{I_{ном.сп.обм}}{K_{в.}};$ $I_{ном.сп.обм} = I_{ном.СН} \left(1 - \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}\right);$ $I_{ном.сп.обм} = 656,1 \left(1 - \frac{110}{220}\right) = 328,1 А;$ $I_{с.з.} = 1,05 \frac{328,1}{0,9} = 328,8 А$	383	1.92	10

Таблица 7.7 – Расчет ДЗО

Место установки защит	Коэф-ент тр-ции ТТ	Выбор параметров срабатывания					Проверка чувствительности
		Расчетное условие	Расчетное выражение	Принятые уставки			
				Ток срабатывания защиты, А		Выдержка времени t,с	
				Перв.	Втор.		
Сторона 6 кВ	6000\5	Отстройка от максимального тока присоединения $I_{роб.мах}$	$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{роб.мах};$ $I_{с.з.} = 1,15 \cdot 5467,3 = 6287 A$	6287	5,24	0	$K_q = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}{2 \cdot I_{с.з.}};$ $K_q = \frac{\sqrt{3} \cdot 11092}{2 \cdot 6287} = 1,53;$
	4000\5				7,86		
		Коэффициент торможения	Принят $K_t=0,5$	-	-	-	-

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГРЭС является тепловой пылеугольной конденсационной электростанцией, обеспечивающей надежность электроснабжения потребителей на стыке Тульской, Калужской, Орловской, Смоленской и Брянской энергосистем, а также теплоснабжение города Суворова.

Основным источником электроэнергии Тульской энергосистемы является ГРЭС, на долю которой приходится более половины (53%) установленной мощности.

В ВКР были выполнены электрические расчеты сети 110 кВ и выше в зоне влияния ГРЭС для нормальной схемы для зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня на 2017 г. и 2025 г.

Анализ результатов электрических расчетов показал, что требуется замена трансформаторов на более мощные.

В связи с чем, для ГРЭС выполнен расчет по замене двух автотрансформаторов 220/110/6 кВ мощностью по 125 МВА, которые обеспечат надежность электроснабжения собственных нужд ГРЭС, потребителей Тульской и прилегающих энергосистем. С присоединением АТ схемы ОРУ 220 кВ и 110 кВ не меняются.

Для определения уровней токов короткого замыкания в зоне влияния ГРЭС были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий.

По результатам расчета токов КЗ, на шинах 220 кВ ГРЭС необходимо установить выключатели с током отключения не менее 50 кА, а на шинах 110 кВ выключатели с током отключения не менее 25 кА.

При вводе в работу автотрансформаторов 220/110/6 кВ ГРЭС максимальное значение токов КЗ на шинах 6 кВ составит 33,1 кА. При установке токоограничивающих реакторов сопротивлением 0,25 Ом ток КЗ снизится 10,1 кА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.30.010.-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М. ЦПТИ ОРГРЭС, 2008.
2. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающие распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля. М., 2015.
3. ГОСТ 12.4.154-85. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. М., 2015.
4. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.
5. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.
6. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
7. СНиП 12-04-02. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2002.
8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты. М., 1987.
9. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
10. СТО 56947007-29.240.30.010-2016. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2016.

11. Кислов А.П. Схемы электроснабжения дуговых сталеплавильных печей : Вестник ПГУ. – 2012.
12. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустаново. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
14. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
15. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый / URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения 19.02.2018 г.).
16. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods [Электронный ресурс] URL: http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf (дата обращения: 05.01.2018 г.).
17. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).
18. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс] [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).
19. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

20. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс], URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).