

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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Оптимизация режима работы системы электроснабжения космодрома Восточный

Исполнитель
студент группы 742-ом


24.06.2019
подпись, дата

Д.С. Кузьмин

Руководитель
профессор, к.т.н.


24.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской
программы
профессор, д.т.н


25.06.2019
подпись, дата


Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


24.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


26.06.2019
подпись, дата

С.В. Лашков

Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 07 » 03

2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Куркина Дениса
Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Оптимизация режима работы системы электроснабже-
ния котельной «Восход»
(утверждено приказом от 531/ч №06.03.2019)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные данные
дизайна котельной, ориентированные на систему электроснаб-
жения котельной «Восход»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов):

Анализ режима работы системы электроснабжения
котельной «Восход», решение проблем ее работы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 таблиц,

12 рисунков, 24 чертежа

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

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Масеев И.В., проф. к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

07.03.2019

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 90 с., 12 рисунков, 19 таблиц, 1 приложение, 24 источника.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ИЗОЛИРОВАННАЯ НЕЙТРАЛЬ, РЕЗОНАНСНО-ЗАЗЕМЛЕННАЯ НЕЙТРАЛЬ, МОЩНОСТЬ, ТОКИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ, НЕЙТРАЛЕОБРАЗУЮЩИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ДУГОГАСЯЩИЙ РЕАКТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ.

В данной магистерской диссертации проанализирована существующая схема электроснабжения объектов космодрома «Восточный» в Свободненском районе Амурской области. Предложен вариант решения проблемы, связанной с большими токами емкостного замыкания на землю в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью.

Осуществлен анализ существующих режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов.

Произведен расчет емкостных токов замыкания на землю для сетей 10 кВ от ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1».

Выполнен анализ существующих методов решения проблемы емкостных токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, превышающих допустимые значения.

Произведен сравнительный анализ и выбор оборудования, необходимого для изменения режима нейтрали на компенсированный. Выбраны дугогасящие реакторы и нейтралеобразующие трансформаторы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ существующей электрической сети электроснабжения космодрома Восточный	10
1.1 Климато-географические характеристики Свободненского района Амурской области	10
1.2 Структурный анализ системы электроснабжения космодрома «Восточный»	12
2 Исследование материалов по тематике предмета исследования	21
3 Анализ используемых режимов работы нейтрали электрических сетей	25
4 Расчет емкостных токов замыкания на землю	31
4.1 Приблизительный расчет емкостных токов	31
4.2 Точный расчет емкостных токов замыкания на землю	39
5 Выбор дугогасящих реакторов	41
5.1 Назначение дугогасящих реакторов	41
5.2 Порядок применения дугогасящих реакторов	42
5.3 Принцип действия и основные технические характеристики дугогасящих реакторов, используемых в России	43
5.4 Установка и подключение дугогасящих реакторов	44
5.5 Сигнализация и контроль работы дугогасящих реакторов	47
5.6 Настройка и типы регуляторов дугогасящих реакторов	48
5.6.1 Настройка работы ДГУ со ступенчатым регулированием тока	48

5.6.2	Устройства и назначение дугогасящих плавнорегулируемых масляных реакторов типа РЗДПОМ	51
5.7	Техника безопасности при эксплуатации дугогасящих реакторов	53
5.8	Меры пожарной безопасности при эксплуатации дугогасящих реакторов	54
5.9	Технические характеристики дугогасящих реакторов	54
5.9.1	Характеристика реакторов серии РЗДСОМ	54
5.9.2	Характеристика дугогасящих реакторов РЗДПОМ	56
5.10	Выбор типа и мощности дугогасящих реакторов	59
6	Выбор нейтралеобразующих трансформаторов	61
6.1	Выбор типа нейтралеобразующего трансформатора	61
6.2	Описание и технические характеристики нейтралеобразующих трансформаторов	62
6.3	Устройство фильтра	65
6.4	Меры безопасности	68
6.5	Эксплуатационные ограничения	69
6.6	Требования по эксплуатации	69
6.7	Выбор мощности нейтралеобразующих трансформаторов	72
7	Выбор способа подключения компенсирующей установки к шинам КРУ	73
7.1	Выбор точки подключения	73
7.2	Выбор сечения кабельных линий	73
8	Инновационное оборудование, использованное в магистерской диссертации	76
8.1	Общие сведения	76
8.2	Назначение	80

8.3 Структура условных обозначений	82
8.4 Эксплуатационные ограничения	82
8.5 Состав шкафа и конструктивное выполнение	83
8.6 Меры безопасности	84
Заключение	86
Библиографический список	88
Приложение Результаты расчета токов замыкания на землю	91

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГПП – главная понизительная подстанция;

ДГР – дугогасящий реактор;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

ПТЭ – правила технической эксплуатации;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СК – стартовый комплекс;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТК – технический комплекс;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» является крупным предприятием Амурской области. Многие объекты космодрома являются потребителями первой и первой особой категории по надежности, что предъявляет определенные требования к электроснабжению данных объектов.

В данной магистерской диссертации предложен вариант решения проблемы емкостных токов замыкания на землю в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью, значения которых превышают допустимые величины.

Необходимость решения данной проблемы возникла ввиду того, что сети 10 кВ с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю могут продолжать электроснабжение потребителей по неповрежденным фазам. Это свойство существенно повышает надежность электроснабжения, так как однофазные замыкания на землю составляют более половины от всех возможных типов повреждений. Но использование сетей с изолированной нейтралью допускается только при значениях емкостных токов замыкания на землю в пределах, предусмотренных правилами устройства электроустановок [2].

Для решения проблемы необходимо изменить режим нейтрали сетей электроснабжения 10 кВ космодрома «Восточный» с изолированного на резонансно-заземленный.

Целью изменения режима нейтралей распределительных сетей 10 кВ является разработка такой системы, которая в режиме однофазного замыкания на землю продолжит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей по неповрежденным фазам[1].

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей системы электроснабжения космодрома «Восточный»;
- анализ возможных способов решения проблемы;
- расчет емкостных токов замыкания на землю в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью[6];

- сравнение существующих видов дугогасящих реакторов, выбор мощности и типа компенсирующих устройств;
- выбор способа создания искусственной нейтрали;
- выбор мощности и типа нейтралеобразующих трансформаторов.

Магистерская диссертация предусматривает модернизацию ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1» для установки выбранного оборудования. Модернизация подстанций учитывает перспективу дальнейшего развития сетей электроснабжения космодрома «Восточный».

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОСМОДРОМА ВОСТОЧНЫЙ

1.1 Климато-географические характеристики Свободненского района Амурской области

Местность Свободненского района представляет собой аккумулятивную равнину. Поверхность с одиночными холмами. Характерно чередование залесенных повышений с заболоченными кочковатыми понижениями. Абсолютные высоты колеблются от 25 до 80 м, относительные от 4 до 15 м.

Район работ приурочен к Средне-Амурскому инженерно-геологическому региону. В тектоническом отношении регион соответствует кайнозойской межгорной впадине наложенного типа. Фундамент впадины имеет сложное блоковое строение и представляет собой сочетание многочисленных гребеноподобных сооружений, разделенных поднятиями в виде сопок и среднегорных и высокогорных хребтов. В составе комплекса в верхней части доминируют супеси, суглинки, глины. В центральной части депрессии в составе аллювия доминируют пески мелкие, средней крупности и в основании разреза они сменяются гравелистыми песками и галечниками.

Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали, свинцовым и алюминиевым оболочкам кабелей – средняя, по отношению к железобетонным конструкциям грунт – неагрессивен.

Климат района – муссонный. Степень загрязнения атмосферы – I.

Район относится к району с частой пляской проводов, с повторностью 1–2 раза в год.

Дополнительные климатические параметры по ветру и гололеду:

- нормативное ветровое давление – 650 Па (район по ветру – III);
- ветровое давление при гололеде – 160 Па.

Сейсмичность района работ – менее 6 баллов (ОСР-97, карты А, В, СНиП II-7-81*).

В первую очередь в зависимости от сейсмичности района, его температурного режима определяется тип распределительного устройства подстанции, конструктивное исполнение питающих линий, устанавливаемое электрооборудование. Такие характеристики как тип грунта, район по гололеду и среднегодовая продолжительность гроз используются при расчете грозоупорности и молниезащиты.

Климатические условия Свободненского района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	3, СЗ
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Температура воздуха при гололеде	-5 °С
Среднегодовая температура воздуха	-1,4 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	-49,9 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+42 °С
Глубина промерзания грунта	2,85 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	554 мм

1.2 Структурный анализ системы электроснабжения космодрома «Восточный»

Для космодрома «Восточный» основным источником питания является: узловая распределительная ПС 220/35 кВ «Ледяная». Данная ПС является частью транзита Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Амурская – Бурейская ГЭС.

ПС 220/35 кВ «Ледяная» является источником питания для ПС 220/110/10 кВ «ГПП» и ПС 220/10 кВ «Восточная», которые в свою очередь являются источником питания для 95 % потребителей космодрома «Восточный».

На ПС 220/110/10 кВ «ГПП» установлено 2 автотрансформатора АДЦТН мощность 63 МВА каждый. Схема соединения обмоток силовых трансформаторов треугольник-звезда. Распределительные сети электроснабжения 10 кВ от ПС 220/110/10 кВ «ГПП» выполнены с изолированным режимом нейтрали.

Сети 10 кВ выполнены в кабельном исполнении. Все линии выполнены по радиальной схеме. Все потребители со стороны 10 кВ подключены к шинам ПС 220/110/10 кВ «ГПП» по двум цепям. Это обеспечивает равномерную загрузку обеих шин 10 кВ в нормальном режиме. Присоединения со стороны 10 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Присоединения к ПС «ГПП» со стороны 10 кВ

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
1	2	3	4	5	6
ПС «ЗУП»	10/0,4	2	160	Δ/Y	2
ПС «2-1»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПС «2-2»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ПС «2-4»	10/0,4	2	1250	Δ/Y	2
ПС «2-5»	10/0,4	2	1250	Δ/Y	2
ПС «2-6»	10/0,4	2	800	Δ/Y	2
ПС «2-7»	10/0,4	4	1250	Δ/Y	2
ПС «2-8»	10/0,4	4	1000	Δ/Y	2
ПС «2-9»	10/0,4	4	1000	Δ/Y	2
ПС «2-10»	10/0,4	4	1000	Δ/Y	2

От ПС 220/110/10 кВ «ГПП» питается ПС 110/10 кВ «СК-1».

На ПС 110/10 кВ «СК-1» установлено 2 трансформатора марки ТДН мощностью 40 МВА каждый. Схема соединения обмоток силовых трансформаторов треугольник-звезда. ПС 110/10 кВ «СК-1» является источником питания для ЦРП 10 кВ «ТК» и ЦРП 10 кВ «СК».

Распределительные сети электроснабжения 10 кВ от ПС 110/10 кВ «СК-1» выполнены с изолированным режимом нейтрали. Присоединения со стороны 10 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Присоединения к ПС «СК-1» со стороны 10 кВ

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
1	2	3	4	5	6
ЦРП «ТК»	10	–	–	–	–
ЦРП «СК»	10	–	–	–	–
ПС «10»	10/0,4	2	2000	Δ/Y	2
ПС «17»	10/0,4	2	2500	Δ/Y	2
ПС «15»	10/0,4	2	800	Δ/Y	2
ПС «28»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ПС «3-19»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ПС «3-20»	10/0,4	2	1250	Δ/Y	2
ПС «3-11»	10/0,4	2	2500	Δ/Y	2
ПС «3-30»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ПС «3-12»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ПС «3-13»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ПС «3-31»	10/0,4	1	25	Δ/Y	1
ПС «3-32»	10/0,4	1	25	Δ/Y	1
ПС «3-33»	10/0,4	1	40	Δ/Y	1
ПС «3-34»	10/0,4	1	40	Δ/Y	1
ПС «3-35»	10/0,4	1	25	Δ/Y	1

На ЦРП 10 кВ «ТК» РУ 10 кВ выполнено на базе ячеек КРУ СЭЩ-63. Используется одна рабочая секционированная выключателем система шин. ЦРП 10 кВ «ТК» служит источником питания для радиально присоединенных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Присоединения перечислены в таблице 4.

Таблица 4 – Присоединения к ЦРП «ТК»

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
1	2	3	4	5	6
ПС «1»	10/0,4	2	3150	Δ/Y	2
ПС «2»	10/0,4	2	3150	Δ/Y	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ПС «5»	10/0,4	2	2500	Δ/Y	2
ПС «6»	10/0,4	2	2500	Δ/Y	2
ПС «7»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ПС «14»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2
ПС «18»	10/0,4	2	3150	Δ/Y	2
ПС «21»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ПС «22»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2

На ЦРП 10 кВ «СК» РУ 10 кВ выполнено на базе ячеек КРУ СЭЩ-63. Используется одна рабочая секционированная выключателем система шин. ЦРП 10 кВ «СК» служит источником питания для радиально присоединенных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Присоединения перечислены в таблице 5.

Таблица 5 – Присоединения к ЦРП «СК»

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
1	2	3	4	5	6
ТП «соор.3»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ТП «соор.4»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ТП «соор.5»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «соор.6»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «соор.7»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ТП «соор.10»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «24А»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ТП «24Б»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ТП «24В»	10/0,4	2	160	Δ/Y	2
ТП «24Г»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ТП «24Д»	10/0,4	2	400	Δ/Y	2
ТП «ТП-1»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «ТП-2»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «ТП-3»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2
ТП «ТП-8»	10/0,4	2	100	Δ/Y	2

На ПС 220/10 кВ «Восточная» установлено 2 трансформатора марки ТРДН мощностью 63 МВА каждый. Схема соединения обмоток силовых трансформаторов треугольник-звезда. ПС 220/10 кВ «Восточная» является источником питания для ЦРП 10 кВ «ПСЭБ», ЦРП 10 кВ «ДЦ» и ЦРП 10 кВ «ГП96». Распределительные сети электроснабжения 10 кВ от ПС 220/10 кВ «Восточная» выполнены с изолированным режимом нейтрали. Присоединения со стороны 10 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Присоединения к ПС «Восточная» со стороны 10 кВ

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
ЦРП «ПСЭБ»	10	–	–	–	–
ЦРП «ДЦ»	10	–	–	–	–
ЦРП «ГП96»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «201»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2
ПС «10»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2

На ЦРП 10 кВ «ПСЭБ» РУ 10 кВ выполнено на базе ячеек КРУ СЭЩ-63. Используется одна рабочая секционированная выключателем система шин. ЦРП 10 кВ «ПСЭБ» служит источником питания для радиально присоединенных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, находящихся на площадке промышленной строительной-эксплуатационной базы. Присоединения перечислены в таблице 7.

Таблица 7 – Присоединения к ЦРП «ПСЭБ»

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
ПС «3»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ПС «4»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ПС «12»	10/0,4	2	1600	Δ/Y	2
ПС «13»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ПС «14»	10/0,4	2	1250	Δ/Y	2

На ЦРП 10 кВ «ДЦ» РУ 10 кВ выполнено на базе ячеек КРУ СЭЩ-63. Используется одна рабочая секционированная выключателем система шин. ЦРП 10 кВ «ДЦ» служит источником питания для радиально присоединенных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, находящихся на площадке №10 «Деловой Центр». В данный момент строительство объектов на этой площадке приостановлено и ЦРП 10 кВ «ДЦ» работает на собственные нужды.

ЦРП 10/0,4 кВ «ГП96» выполнено со встроенной трансформаторной подстанцией. РУ 10 кВ выполнено на базе ячеек Siemens 8DJH. Используется одна рабочая секционированная выключателем система шин. ЦРП 10/0,4 кВ «ГП96» служит источником питания для радиально присоединенных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, находящихся в микрорайоне Звездный города Циолковский. Эта группа подстанций служит источником питания для коммунально-бытовых нужд жилого микрорайона. Присоединения перечислены в таблице 8.

Таблица 8 – Присоединения к ЦРП «ТК»

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов, шт	Мощность трансформаторов, кВА	Схема соединения обмоток	Количество питающих линий, шт
ТП «309»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «91»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «89»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «92»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «88»	10/0,4	2	630	Δ/Y	2
ТП «93»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2
ТП «90»	10/0,4	2	1000	Δ/Y	2

Как видно из анализа распределительной сети 10 кВ линии электропередач представлены в кабельном исполнении. Сеть электроснабжения разветвленная, что обуславливает большие емкостные токи замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ МАТЕРИАЛОВ ПО ТЕМАТИКЕ ПРЕДМЕТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В выпускной квалификационной работе рассматривается возможность изменения режима нейтрали с изолированного, на резонансно-заземленный (компенсированный). Ниже приводится краткое описание литературы, использованной при изучении предмета исследования.

Базылев Б.И., Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А., Лурье А.И., Таджибаев А.И. Спб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.

В книге [20] рассмотрены условия возникновения перенапряжений в сетях 6-35 кВ и компенсации емкостных токов замыкания на землю. Показаны основные направления повышения надежности работы высоковольтного оборудования в условиях однофазных замыканий на землю. Приведены принцип действия и технические характеристики нового управляемого подмагничиванием дугогасящего реактора типа РУОМ. Рассмотрены основные принципы построения системы автоматической настройки и компенсации управляемого реактора (САНК). Работа управляемого дугогасящего реактора проиллюстрирована расчетными и экспериментальными осциллограммами. Приведены некоторые нормативные документы по эксплуатации РУОМ и САНК.

Вайнштейн Р.А. Режимы заземления нейтралей в электрических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.

В пособии [19] рассмотрены теоретические основы установившихся и переходных процессов в электрических сетях с различными режимами заземления нейтрали, формирование перенапряжений при дуговых замыканиях, отражены современные тенденции к изменению режимов заземления нейтрали в сети среднего напряжения 6-35 кВ. В учебном пособии приводится классификация сетей по значению электрических величин при однофазном замыкании на землю, описываются сети с эффективным заземлением нейтрали, с изолированной нейтралью, с

компенсацией емкостного тока, с резистивным заземлением нейтрали и с комбинированным заземлением нейтрали. Так же описываются способы полной компенсации тока замыкания на землю.

Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: – 5-е изд., испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2012.

Рассмотрены методы и примеры расчета устройств релейной защиты и автоматики сельских, городских и промышленных электрических сетей 6 и 10 кВ, линий электропередачи 35, 110 кВ и понижающих трансформаторов 6-110 кВ.

Третье издание книги [6] вышло в 1985 г.; настоящее издание переработано и дополнено в связи с широким использованием в России цифровой (микропроцессорной) аппаратуры релейной защиты, автоматики и управления электроустановками при сохранении наряду с этим традиционных аналоговых устройств РЗА. В этом издании отражены новые российские стандарты и Правила, рекомендации международных энергетических организаций и фирм-изготовителей аппаратуры РЗА.

Книга предназначена для специалистов по РЗА, обслуживающих устройства защиты и автоматики в энергосистемах, электросетевых, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях и проходящих курс повышения квалификации в системе дополнительного профессионального образования в Петербургском энергетическом институте повышения квалификации на кафедре РЗА.

Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2015): ПУЭ. – М: КНОРУС, 2015.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [1] распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электроустановки постоянного и переменного тока напряжением до 750 кВ, в том числе на специальные электроустановки. Требования настоящих Правил рекомендуется применять для действующих электроустановок, если это повышает надежность электроустановки и если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

По отношению к реконструируемым электроустановкам требования настоя-

щих Правил распространяются лишь на реконструируемую часть электроустановок.

ПУЭ разработаны с учетом обязательности проведения в условиях эксплуатации планово-предупредительных и профилактических испытаний, ремонтов электроустановок и их электрооборудования.

В правилах устройства электроустановок пункт 1.2.16 описываются возможные режимы нейтралей в сетях 2-35 кВ. В сетях с изолированной нейтралью имеются ограничения по допустимым токам замыкания на землю. Основываясь на данных из правил устройства электроустановок п. 1.2.16 обосновывается необходимость установки компенсирующих устройств в сетях 10 кВ космодрома «Восточный».

Титенков С. Четыре режима заземления нейтрали / С. Титенков // Новости электротехники. – 2003. – №5 (23)

Автор статьи [2] Сергей Титенков описывает существующие режимы нейтралей, описывает их недостатки и преимущества. Он настаивает на том, что от использования изолированной нейтрали

Описывает факторы, с учетом которых должен выбираться режим заземления нейтрали в сети среднего напряжения в каждом конкретном случае.

Подводя итог статьи, автор пишет утверждает: «в любом случае выбор должен делаться между заземлением нейтрали через дугогасящий реактор, высокоомным или низкоомным заземлением, а режим изолированной нейтрали должен быть полностью исключен».

РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ – 1993 г.

Типовая инструкция [15] содержит основные указания по выполнению компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях, а также по производству специальных измерений с целью настройки компенсации емкостного тока.

При разработке данной Инструкции учтен опыт эксплуатации электрических сетей с компенсацией емкостного тока в энергосистемах Белглавэнерго,

Куйбышевэнерго, Саратовэнерго, Свердловэнерго и др.

В Инструкцию внесены изменения и дополнения, учитывающие особенности эксплуатации дугогасящих реакторов, требования новых стандартов и технических условий на конкретные типы реакторов.

При эксплуатации сетей с компенсацией емкостного тока необходимо руководствоваться также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования и требованиями ПТЭ и ПУЭ.

Настоящая Инструкция предназначена для персонала, занимающегося эксплуатацией электрических сетей 6-35 кВ.

3 АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Режим работы нейтралей силовых трансформаторов системы электроснабжения и способ их рабочего заземления обусловлен следующими факторами:

- требованиями охраны труда и техники безопасности персонала, эксплуатирующего электроустановку;
- величиной допустимых емкостных токов замыкания на землю линий электропередач;
- необходимостью обеспечения безотказной работы релейной защиты от замыкания на землю;
- рабочим напряжением неповрежденных фаз электроустановок по отношению к земле, которое определяет уровень изоляции эксплуатируемых устройств и сетей;
- перенапряжениями, возникающими в сетях и оборудовании при замыканиях на землю;
- возможностью применения более простых схем электроснабжения приемников электрической энергии.

Во время однофазного замыкания на землю возникают следующие неблагоприятные явления:

- возникают перенапряжения в эксплуатируемых сетях;
- появляются токи замыкания на землю;
- нарушается симметрия электроэнергетической системы, изменяются фазные напряжения по отношению к земле.

Степень нарушения симметрии зависит от режима нейтрали силовых трансформаторов. [3]

Нейтраль электрической сети – сочетание соединенных друг с другом электрических проводников и нейтральных точек, которое бывает изолированным от земли, либо соединено с ней с помощью сопротивлений различной величины. Выбор оптимального для использования режима нейтрали электрической сети

зависит от требуемой надежности электроснабжения потребителей, требований безопасности персонала, обслуживающего электроустановки, необходимой экономичности электрооборудования и установок.

Заземление нейтралей силовых трансформаторов трехпроводных электроустановок, от обмоток которых происходит питание электрических сетей, может быть непосредственным, выполненным через активное сопротивление, индуктивное сопротивление, либо нейтрали могут быть вовсе изолированы от земли.

Если нейтраль силового трансформатора присоединяется к заземляющему устройству напрямую, либо через малое сопротивление, то эта нейтраль является глухозаземленной. Электрические сети, подключенные к трансформатору с таким типом нейтрали называются сетями с глухозаземленной нейтралью. [3]

В том случае, если нейтраль силового трансформатора не заземляется вообще, либо заземляется через очень большое сопротивление – такой вид нейтрали называется изолированным.

Если нейтраль силового трансформатора заземлить не напрямую, а через индуктивное сопротивление (реактор), которое будет компенсировать емкостной ток замыкания на землю, то такая сеть будет называться сетями с компенсированной нейтралью либо с резонанснозаземленной нейтралью.

Если нейтраль силового трансформатора заземлить как в предыдущем случае, только вместо индуктивного сопротивления использовать активное (резистор), то такая сеть будет являться сетью с резистивнозаземленной нейтралью.

В случае, если происходит замыкание одной или двух фаз на землю и величина напряжения неповрежденной фазы по отношению к земле не превышает 140 % от первоначального значения этой величины (до замыкания на землю), то сеть с таким свойством будет называться сетью с эффективнозаземленной нейтралью.

Все электроустановки в зависимости от требований электробезопасности можно разделить на 4 группы:

– электроустановки с рабочим напряжением более 1 кВ в сетях с эффективнозаземленной нейтралью (такие сети имеют значительные токи замыкания на

землю);

– электроустановки с рабочим напряжением более 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (такие сети имеют небольшие токи замыкания на землю);

– электроустановки с рабочим напряжением менее 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

– электроустановки с рабочим напряжением менее 1 кВ с изолированной нейтралью.

Применяемые режимы нейтрали для каждого класса напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Режимы работы нейтрали трехфазных систем

Напряжение, кВ	Режим нейтрали	Примечание
1	2	3
0,23	Глухозаземленная нейтраль	Требования охраны труда и техники безопасности. Так же заземляется все электрооборудование.
0,4		
0,69	Изолированная нейтраль	Используется как средство увеличения надежности электроснабжения потребителей
3,3		
6		
10		
20		
35		
110	Эффективнозаземленная нейтраль	Используется для уменьшения напряжения неповрежденных фаз относительно земли во время замыкания одной или двух фаз на землю. Уменьшает расчетное напряжение пробоя изоляции.

1	2	3
220	Глухозаземленная нейтраль	Используется для эффективного отключения токов короткого замыкания и уменьшения стоимости линейной изоляции
330		
500		
750		
1150		

Наглядно процесс протекания токов замыкания на землю в сетях с изолированной и глухозаземленной нейтралью представлен на рисунке 1.

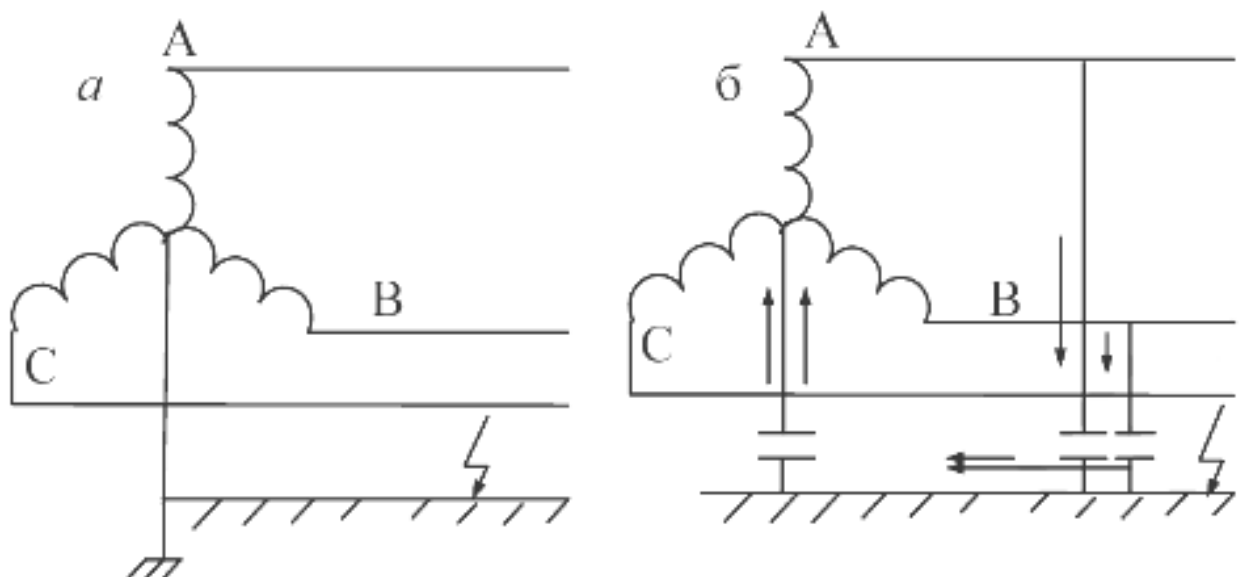


Рисунок 1 – Режимы подключения нейтрали с глухозаземленной нейтралью (а), с изолированной нейтралью (б)

Системам с глухозаземленной нейтралью характерны значительные токи короткого замыкания на землю. В случае короткого замыкания поврежденное место отключается автоматически. В системах до 1000 В это защитное отключение обусловлено требованиями техники безопасности. Совместно с глухозаземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током при случайном прикосновении заземляются и корпуса электрооборудования.

В системах с напряжением 110 кВ и выше используется эффективнозаземленная нейтраль. В таком случае коэффициент замыкания на землю (соотношение разности потенциалов в точке замыкания на землю одной или двух фаз между целой фазой и землей к их же разности потенциалов до замыкания на землю). В таких сетях при коротком замыкании поврежденный участок автоматически отключается. В данном случае результатом заземления нейтрали является уменьшение расчетного напряжения изоляции, которое становится равным фазному напряжению целых фаз по отношению к земле. Добиться такого эффекта позволяет частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов, что приводит к уменьшению величины токов короткого замыкания на землю.

Системы, в которых нейтраль не присоединяется к заземляющим устройствам, либо присоединяемая через компенсирующие емкостные токи замыкания на землю аппараты или другие устройства с большим сопротивлением (системы с изолированной нейтралью) применяются для повышения надежности электропитания. Достигается это тем, что при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью допускается электроснабжение потребителей по неповрежденным фазам в течение определенного промежутка времени.

Но у сетей с изолированной нейтралью имеются и минусы. Основные недостатки таких сетей с изолированной нейтралью:

- при замыкании на землю напряжение неповрежденных фазных проводов возрастает до линейного относительно земли;
- нарушается симметрия напряжений;
- между нейтралью и линией электропередачи возникает емкостной ток;
- из-за повышения напряжения уцелевших фаз относительно земли до линейного напряжения приходится увеличивать расходы на изоляцию, что ощутимо увеличивает стоимость проекта;
- ток однофазного замыкания на землю в месте повреждения при растекании по земле представляет существенную опасность для людей и животных;
- сложнее становится поиск места повреждения при замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью.

Согласно Правил устройства электроустановок [1] пункт 1.2.16 – электрические сети напряжением 2-35 кВ могут эксплуатироваться либо с изолированной нейтралью, либо с нейтралью, заземленной через резистор или дугогасящий реактор. Обязательными для компенсации емкостного тока замыкания на землю являются значения этого тока в нормальных режимах:

- в сетях напряжением 3-6 кВ – более 30 А;
- в сетях напряжением 10 кВ – более 20 А;
- в сетях напряжением 15-20 кВ – более 15 А;
- в сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;
- в сетях напряжением 3-20 кВ с металлическими и железобетонными опорами на воздушных линиях электропередачи – более 10 А;
- в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор-трансформатор – более 5 А.

Если емкостные токи замыкания на землю превышают значение 50 А, то рекомендуется использовать два и более дугогасящих реактора.

Более 70% электрических повреждений приходится на однофазные замыкания на землю. Происходят они по различным причинам, но все они связаны с нарушением изоляции электрооборудования и электроустановок. Наиболее часто нарушения изоляции встречаются на воздушных и кабельных линиях электропередачи. Это может быть старение изоляции, падение веток на провод воздушной линии, повреждение изоляции кабельных линий при проведении земляных работ и т.д. Сети 1-35 кВ – распределительные сети, по ним питаются большие группы электроприемников. Возможность осуществления электроснабжения больших групп потребителей при самом распространенном типе электрических повреждений обуславливает использование изолированной нейтрали в распределительных сетях.

Применение изолированной нейтрали в сетях 110 кВ и выше экономически нецелесообразно, так как повышение напряжения между фазными проводниками и землей во время замыкания на землю с фазного до линейного требует существенного увеличения расходов на фазную изоляцию.

4 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

4.1 Приблизительный расчет емкостных токов

Распределительные сети электроснабжения космодрома «Восточный» преимущественно выполнены кабельными линиями номинальным напряжением 10 кВ.

Сети 10 кВ в данный момент выполнены с изолированным режимом нейтрали. Для оценки необходимости изменения режима нейтрали сетей 10 кВ космодрома Восточный необходимо рассчитать суммарные величины емкостных токов кабельных линий 10 кВ, отходящих от распределительных устройств подстанций. [14]

Для определения примерного значения суммарного емкостного тока кабельных линий сети воспользуемся эмпирическими формулами, приведенными в пособии Шабад М.А. «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей» [6]:

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{K}, \quad (1)$$

где U – номинальное напряжение сети, кВ;

l_{Σ} – суммарная длина линий электропередач, км;

K – коэффициент, зависящий от типа линии электропередач.

Для воздушных линий $K=350$, для кабельных линий $K=10$.

В таблице 10 приведен перечень существующих кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 220/110/10 кВ «ГПП».

Таблица 10 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «ГПП»

Начало КЛ	Конец КЛ	Марка КЛ	Количество цепей, шт.	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.
1	2	3	4	5	6
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «ЗУП»	АПВВнг	6	1x70	30
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-1»	ПвКПг	2	3x120	180
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-2»	ПвКПг	2	3x95	1500
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-4»	ПвКПг	2	3x120	850
ПС 10/0,4 кВ «2-4»	ПС 10/0,4 кВ «2-5»	ПвКПг	2	3x95	350
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-6»	ПвКПг	2	3x95	1700
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-7»	ПвКПг	2	3x120	2100
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-8»	ПвКПг	2	3x120	1900

1	2	3	4	5	6
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-9»	ПвКПг	2	3x120	4350
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-10»	ПвКПг	2	3x120	570

Суммарная длина кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 220/110/10 кВ «ГПП» равна 27,18 км. Подставив данное значение в формулу (1) получаем:

$$I_{\text{сз}} = \frac{10 \cdot 27,18}{10} = 27,18 \text{ А}$$

Согласно правил устройства электроустановок [1] пункт 1.2.16 данное значение тока замыкания на землю не соответствует допустимому пределу, следовательно, для сетей 10 кВ от ПС 220/110/10 кВ «ГПП» необходима компенсация емкостных токов замыкания на землю.

В таблице 11 приведен перечень существующих кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 220/10 кВ «Восточная».

Таблица 11 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «Восточная»

Начало КЛ	Конец КЛ	Марка КЛ	Количество цепей, шт.	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.
1	2	3	4	5	6
ПС 220/10 кВ «Во- сточная»	ЦРП 10 кВ «ДЦ»	ПвВнг2гж(В)	6	1x185	1785

1	2	3	4	5	6
ПС 220/10 кВ «Во- сточная»	ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПвВнг2гж(В)	6	1x240	1180
ПС 220/10 кВ «Во- сточная»	ЦРП 10 кВ «ГП96»	РкБа- Внг(А)	6	1x400	4515
ПС 220/10 кВ «Во- сточная»	ТП 10/0,4 кВ «ГП201»	РкКВнг(А)	2	3x50	1575
ПС 220/10 кВ «Во- сточная»	ПС 10/0,4 кВ «10»	АПвБП	2	3x70	1400
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «3»	АПвБП	2	3x70	300
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «4»	АПвБП	2	3x70	300
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «12»	АПвБП	2	3x70	210
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «13»	АПвБП	2	3x70	295
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «14»	АПвБП	2	3x70	400
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «309»	РкКВнг(А)	2	3x70	2115
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «91»	РкКВнг(А)	2	3x120	390
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «89»	РкКВнг(А)	2	3x120	490

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «92»	РкКВнг(А)	2	3х120	395
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «88»	РкКВнг(А)	2	3х120	405
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «93»	РкКВнг(А)	2	3х120	410
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «90»	РкКВнг(А)	2	3х120	245

Суммарная длина кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 220/10 кВ «Восточная» равна 62,74 км. Подставив данное значение в формулу (1) получаем:

$$I_{\text{сз}} = \frac{10 \cdot 62,74}{10} = 62,74 \text{ А}$$

Согласно правил устройства электроустановок пункт 1.2.16 данное значение тока замыкания на землю не соответствует допустимому пределу 20 А, следовательно, для сетей 10 кВ от ПС 220/10 кВ «Восточная» необходима компенсация емкостных токов замыкания на землю.

В таблице 12 приведен перечень существующих кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 110/10 кВ «СК-1».

Таблица 12 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «СК-1»

Начало КЛ	Конец КЛ	Марка КЛ	Количество цепей, шт.	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ЦРП 10 кВ «ТК»	ПвВнг2гж(В)	6	1х240	2250

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ЦРП 10 кВ «СК»	ПвКП	2	3x150	7550
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «10»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	1250
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «17»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	900
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «15»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	550
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «28»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	880
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-19»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	3300
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-20»	ПвКВнг(А) -LS	2	3x95	3500
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-11»	ПвКПг	2	3x185	8025
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПвКПг	6	1x120	1390
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «1»	ПвКПг	2	3x95	270
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «2»	ПвКПг	2	3x95	360
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «5»	ПвКПг	2	3x95	240
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «6»	ПвКПг	2	3x95	380
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «7»	ПвКПг	2	3x50	250

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «14»	ПвКПг	2	3х95	220
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «18»	ПвКПг	2	3х95	220
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «21»	ПвКПг	2	3х50	420
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «22»	ПвКПг	2	3х50	650
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.3»	ПвБВнг	2	3х70	250
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.4»	ПвБВнг	2	3х70	350
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.5»	ПвБВнг	2	3х70	450
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.6»	ПвБВнг	2	3х70	200
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.7»	ПвБВнг	2	3х70	200
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.10»	ПвБВнг	2	3х70	300
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24А»	ПвБВнг	2	3х70	1110
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Б»	ПвБВнг	2	3х70	450
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24В»	ПвБВнг	2	3х70	550
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Г»	ПвБВнг	2	3х70	650

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Д»	ПвБВнг	2	3x70	1100
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-1»	ПвБВнг	2	3x70	650
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-2»	ПвБВнг	2	3x70	650
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-3»	ПвБВнг	2	3x70	800
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-8»	ПвКПг	2	3x70	9850
ПС 10/0,4 кВ «3-11»	ПС 10/0,4 кВ «3-12»	ПвКПг	2	3x70	420
ПС 10/0,4 кВ «3-11»	ПС 10/0,4 кВ «3-13»	РкКРнг(А)	2	3x70	950
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3-31»	ПвКПг	3	1x50	935
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3-32»	ПвКПг	3	1x50	3400
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3-33»	ПвКПг	3	1x50	1950
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3-34»	ПвКПг	3	1x50	935
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3-35»	ПвКПг	3	1x50	1540

Суммарная длина кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС110/10 кВ «СК-1» равна 144,35 км. Подставив данное значение в формулу (1) получаем:

$$I_{C\Sigma} = \frac{10 \cdot 144,35}{10} = 144,35 \text{ А}$$

Согласно правил устройства электроустановок [1] пункт 1.2.16 данное значение тока замыкания на землю не соответствует допустимому пределу 20 А, следовательно, для сетей 10 кВ от ПС 110/10 кВ «СК-1» необходима компенсация емкостных токов замыкания на землю.

4.2 Точный расчет емкостных токов замыкания на землю

Из приблизительных расчетов видно, что в распределительных сетях 10 кВ космодрома «Восточный» емкостные токи замыкания на землю значительно превышают допустимые значения. Решением данной проблемы может быть изменение режима нейтрали данных сетей с изолированного на компенсированный тип. Достигается это путем присоединения дугогасящих реакторов на один из фидеров распределительных устройств 10 кВ источников питания данных сетей.

Для выбора мощности дугогасящих реакторов необходимо более точно рассчитать емкостные токи замыкания на землю. Для этого воспользуемся формулой из типовой инструкции по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179.

Согласно данной инструкции [15], компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для ее самопогасания. Удельный емкостный ток замыкания на землю I_c (А/км) определяется по формуле

$$I_c = 3\omega C_\phi U_\phi 10^{-6} \quad (2)$$

где ω – угловая частота напряжения, c^{-1} ;

C_ϕ – емкость фазы сети, мкФ;

U_ϕ – фазное напряжение, В.

Емкостной ток кабельной линии определяется по формуле:

$$I_{c.фид.макс.} = I_c \cdot L, \quad (3)$$

где I_c – удельный емкостной ток замыкания на землю, А/км;

L – длина кабельной линии, км.

В результате расчетов суммарный емкостной ток замыкания на землю в сети 10 кВ от ПС 220/110/10 кВ «ГПП» составил 46,5 А, в сети 10 кВ от ПС 220/10 кВ «Восточная» составил 65,3 А, в сети 10 кВ от ПС 110/10 кВ «СК-1» составил 185 А. Таблицы с результатами расчетов по каждой кабельной линии приведена в приложении. [16]

5 ВЫБОР ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

5.1 Назначение дугогасящих реакторов

На линиях электропередачи и подстанциях повреждения изоляции одной фазы относительно земли, т.е. замыкание одной фазы на землю являются преобладающим видом повреждения. По статистическим данным в распределительных сетях 6-35 кВ эти повреждения составляют более половины от общего числа повреждений.

Длительная работа с изолированной нейтралью при определенной величине емкостного тока замыкания на землю, не безопасна для оборудования. При замыкании одной фазы на землю возникают перенапряжения, превышающие номинальное рабочее в несколько раз. Для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажигания дуги и создания условий для ее самопогасания, применяется компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. [21]

Правильно используемая компенсация емкостных токов в сетях позволяет:

- уменьшить ток короткого замыкания через место повреждения до минимальных значений (в пределе до активных составляющих и высших гармоник);
- обеспечить надежное дугогашение (предотвращает длительное воздействие заземляющей дуги) и безопасность при растекании тока в земле;
- ограничить перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, до значений $3,5-2,6 U_{\text{фаз}}$ (при степени расстройки компенсации – 5 %), безопасных для изоляции эксплуатируемого оборудования и линий;
- значительно снизить скорости восстановления напряжений на поврежденной фазе, способствует восстановлению диэлектрических свойств места повреждения в сети после каждого погасания перемежающейся заземляющей дуги;
- предотвращать скачки реактивной мощности на источники питания при дуговых замыканиях;

– предотвращать развитие в сети феррорезонансных процессов (в частности, самопроизвольных смещений нейтрали), кроме неполнофазного режима сети, оценка опасности которого производится по худшему варианту расчета на основании конкретной схемы сети и только для ВЛ, длина которых предельные величины;

– обеспечить высокую надежность работы высоковольтных линий электропередачи без грозозащитного троса и облегчить требования к заземляющим устройствам.

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю применяются дугогасящие заземляющие реакторы (далее – ДГР) и дугогасящие заземляющие катушки (далее – ДГК) с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

5.2 Порядок применения дугогасящих реакторов

При компенсации емкостных токов замыкания на землю воздушные и кабельные сети могут длительно работать с замкнутой на землю фазой.

В соответствии с ПТЭ компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

- в сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ – при токе более 10 А;
- в сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор: при напряжении 6 кВ – при токе более 30 А, при напряжении 10 кВ – 20 А.

Компенсацию допускается применять в сетях 6-10 кВ при емкостном токе менее 10 А. При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности. [22]

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять

дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется более чем на $\pm 10\%$, рекомендуется применять реакторы с плавным регулированием индуктивности, настраиваемые вручную или автоматически.

Автоматическая настройка компенсации рекомендуется в сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю более 10 А и в сетях 6-10 кВ при емкостном токе более 50 А.

При нормальном состоянии сети ДГР воздействует лишь напряжение смещения нейтрали и через него протекает незначительный, по сравнению с номинальным током компенсации, ток несимметрии сети. Реактор работает только тогда, когда в сети возникает замыкание на землю или какая-либо аварийная несимметрия фаз.

Перегрузка ДГР бывает в том случае, когда напряжение на нейтрали превышает нормальную величину.

5.3 Принцип действия и основные технические характеристики дугогасящих реакторов, используемых в России

Дугогасящий реактор представляет собой регулируемую индуктивность. По способу регулирования тока компенсации дугогасящие реакторы делятся на два вида:

- ступенчатого регулирования с переключением ответвлений обмоток;
- плавного регулирования с изменением зазора в магнитной системе.

Плавно регулируемые дугогасящие реакторы оборудованы автоматическим регулятором настройки компенсации емкостных токов типа РАНК-2.

Принцип действия компенсации емкостного тока заключается в следующем:

При замыкании на землю в сети через место повреждения проходит емкостной ток сети, на который накладывается индуктивный ток дугогасящего реактора. Поскольку эти токи сдвинуты по фазе на 180° , то результирующий реак-

тивный ток (плюс незначительный ток активный и высших гармоник) будет зависеть от правильности настройки дугогасящего реактора и при резонансной настройке, когда емкостной ток сети будет равен индуктивному току дугогасящего реактора, через место повреждения будет протекать только незначительный ток активной составляющей.

В электрических сетях России преимущественно используются ДГР 6, 10, 35 кВ со ступенчатым регулированием – ЗРОМ и РЗДСОМ, с тремя либо пятью положениями переключающего устройства. Эксплуатируются также реакторы с автоматическим регулированием типа РЗДПОМ и РЗДУОМ (РУОМ). Плавное регулирование тока в реакторах типа РЗДПОМ осуществляется изменением зазора в магнитной системе с помощью электропривода, установленного на крышке бака реактора. Автоматическое регулирование тока в ДГР типа РЗДУОМ осуществляется путем его подмагничивания. Данные реакторы снабжены автоматическими регуляторами типа МИРК для РЗДПОМ и САМУР для РЗДУОМ (РУОМ), которые осуществляют непрерывное слежение за эволюцией сети (изменением емкостного сопротивления) и обеспечивает постоянную настройку реактора в резонанс с емкостью сети в нормальном режиме.

5.4 Установка и подключение дугогасящих реакторов

Выбор подстанций для установки ДГР должен производиться с учетом возможного разделения сети на отдельно работающие участки. Дугогасящие реакторы должны размещаться таким образом, чтобы в каждой части сети после ее разделения сохранялась возможность настройки компенсации емкостного тока, близкой к резонансной.

Измерение емкостных токов, напряжений несимметрии и смещения нейтрали с целью настройки компенсации емкостного тока (определения необходимости и мощности устанавливаемых реакторов) должны проводиться при значительных изменениях схемы сети, но не реже одного раза в 6 лет. Мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития на ближайшие 10 лет. При отсутствии данных о развитии сети мощность дугогасящих реакторов следует определять по значению емкостного

тока сети, увеличенному на 25 %. Расчетная мощность дугогасящих реакторов определяется по формуле:

$$Q_k = I_c \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

I_c – емкостной ток замыкания на землю, А.

Для подключения дугогасящих реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда с выведенной нейтралью – треугольник» или фильтры нулевой последовательности со схемой соединений обмоток «зигзаг с выведенной нейтралью».

В сетях 35 кВ для этой цели могут использоваться трехобмоточные трансформаторы 110/35/10(6) кВ, соединенной в треугольник.

В сетях 6-10 кВ могут использоваться ненагруженные трансформаторы или трансформаторы собственных нужд (далее – ТСН) с обмоткой 0,4 (0,23 кВ), соединенной в треугольник. В этом случае ТСН должны быть проверены по длительно допустимому току нагрузки. Допустимый ток нагрузки трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{нагр}}^{\text{доп}} = \sqrt{(1,1 I_{\text{ном.т}})^2 (I_k / 3)^2}, \quad (5)$$

где $I_{\text{ном.т}}$ – емкостной ток трансформатора, А;

I_k – ток компенсации реактора, А.

При отсутствии трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник» для подключения дугогасящих реакторов допускается использовать ненагруженные трехфазные трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда-звезда». Мощность трансформаторов при этом должна не менее чем в четыре раза быть больше мощности дугогасящих реакторов.

Трансформаторы броневого типа или группы однофазных трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда-звезда» использовать для подключения дугогасящих реакторов недопустимо.

ДГР должны подключаться к нейтралю трансформаторов через разъединители. В цепи заземления реакторов должен быть установлен трансформатор тока.

Трансформаторы 6 (10) кВ с ДГР в нейтрали должны подключаться к шинам подстанций выключателями. При использовании трансформаторов только для подключения реакторов допускается замена выключателей на трехполюсные разъединители. Применение предохранителей в схемах питания трансформаторов с ДГР в нейтрали недопустимо.

Схемы подключения ДГР представлены на рисунке 2.

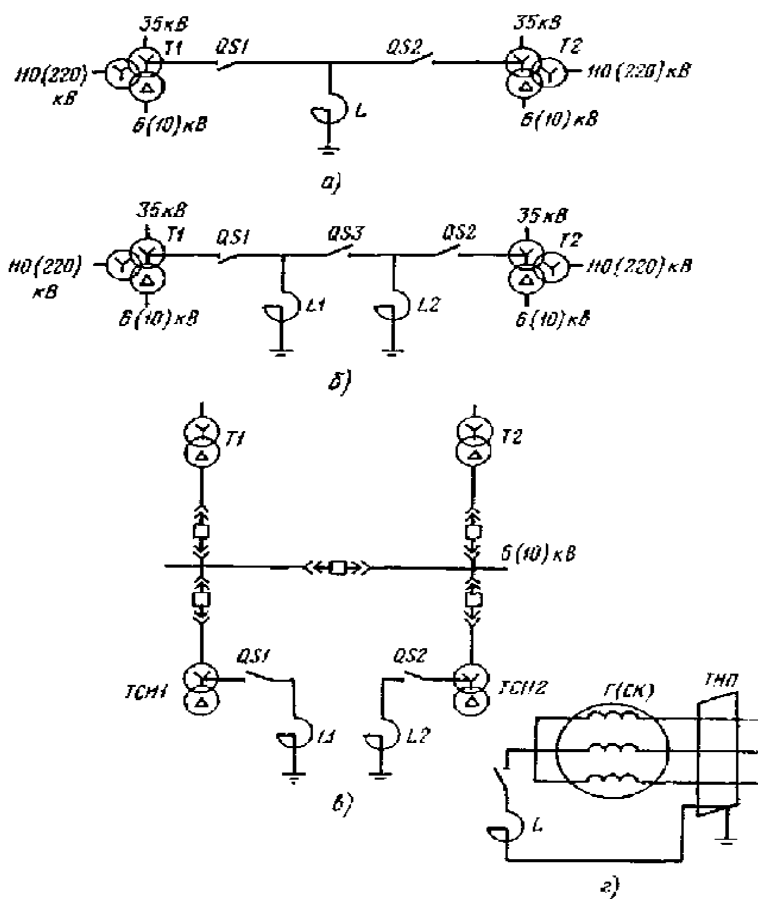


Рисунок 2 – Схема включения одного ДГР (а),
схема включения двух ДГР (б), схема включения ДГР в нейтрали ТСН (в),
схема включения ДГР в нейтраль генератора (г)

5.5 Сигнализация и контроль работы дугогасящих реакторов

Сигнальное устройство ДГР предназначено для определения характера настройки реактора: определение в любой момент режима работы сети 6-35 кВ (перекомпенсация или недокомпенсация).

Для сигнализации замыкания на землю вместо трансформатора тока ТА используются реле напряжения KV, подключенные к сигнальной обмотке реактора или к обмотке 3U₀ трансформатора напряжения TV.

Для более точного измерения напряжения смещения нейтрали в обмотку 3U₀ через размыкающий контакт реле KV может быть включен дополнительный вольтметр PV с пределами измерений 0–30 В. Реле KV должно при этом иметь уставку срабатывания 30 В.

Схема сигнализации и контроля работы трехфазного дугогасящего устройства приведена на рисунке 3.

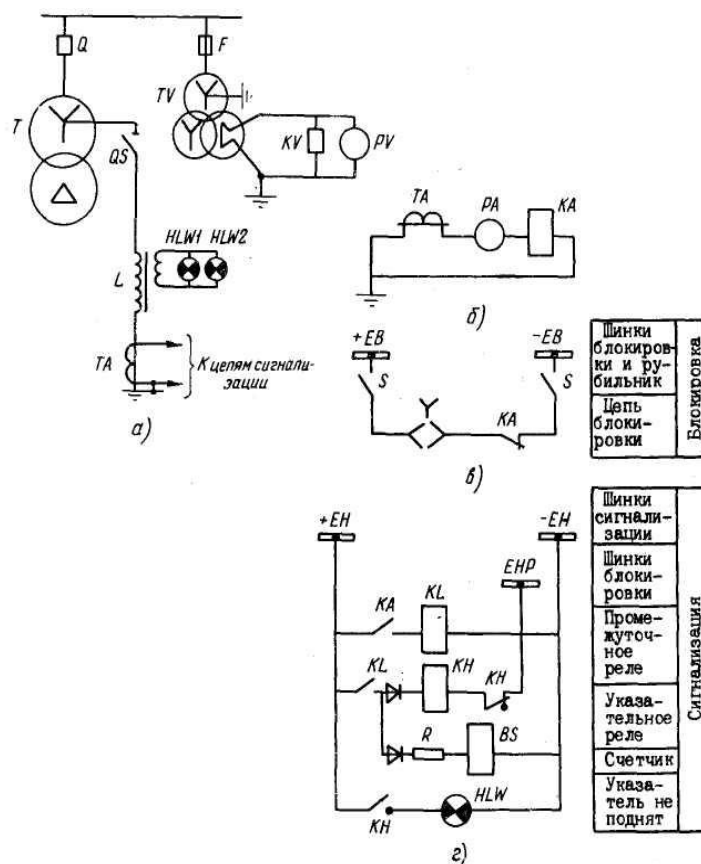


Рисунок 3 – Схема сигнализации и контроля работы ДГР. Схема первичных соединений (а), схема токовых цепей (б), схема электромагнитной блокировки разъединителя (в), схема сигнализации (г)

Для сигнализации замыкания на землю вместо трансформатора тока ТА может быть использовано реле напряжения, подключенное к обмотке 3U₀ трансформатора напряжения TV или к выводам дугогасящего устройства.

На сооружаемых и реконструируемых подстанциях приводы разъединителей, которыми ДГР подключаются к нейтралям трансформаторов, должны выполняться с электромагнитной блокировкой, запрещающей отключение под нагрузкой. На действующих подстанциях, на которых разъединители ДГР выполнены без электромагнитной блокировки, допускается эксплуатация реакторов без блокировки. При этом возле разъединителей должны быть установлены две параллельно включенные лампы, подключенные к сигнальной обмотке дугогасящих реакторов (две на случай повреждения одной из них).

5.6 Настройка и типы регуляторов дугогасящих реакторов

5.6.1 Настройка работы ДГР со ступенчатым регулированием тока

Выбор настроек ДГР со ступенчатым регулированием тока для разных схем сети должен производиться на основании результатов измерений емкостных токов сети и отдельных участков. Результаты выбора настроек реакторов должны быть оформлены в виде таблицы, и хранится у оперативного персонала для контроля режима компенсации емкостного тока. В службе изоляции и перенапряжения должны храниться сведения о работающих ДГР в виде таблицы.

При наличии на подстанции системы определения уровня расстройки ДГР выбор настроек ДГР со ступенчатым регулированием тока для разных схем сети производиться на основании показаний системы определения уровня расстройки ДГР. [20]

При выборе настройки ДГР должны удовлетворяться два основных требования:

– при замыкании на землю через место повреждения должен протекать минимальный ток, по возможности представляющий собой лишь активную составляющую тока замыкания на землю и тока высших гармоник, которые не могут быть скомпенсированы;

– смещение нейтрали при нормальном и аварийном состоянии сети не

должно приводить напряжение сети относительно земли к величинам, опасным для изоляции.

ДГР должны быть настроены на ток компенсации равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекompенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки 5 %.

Если установленные в сетях 6-10 кВ ДГР со ступенчатым регулированием индуктивности имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с индуктивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А.

В сетях 35 кВ при емкостных токах замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки, не превышающая 10 %. В воздушных сетях 6-10 кВ с емкостным током замыкания на землю менее 10 А степень расстройки не нормируется.

Работа с недокомпенсацией емкостного тока не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии ДГР необходимой мощности, при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз в сети (например, в результате обрывов или перегораний плавких вставок предохранителей) не приводят к появлению напряжений смещения нейтрали, превышающей 0,7 Уф. При недокомпенсации расстройка не должна превышать 5 %.

В сетях с компенсацией емкостного тока степень несимметрии фазных напряжений не должна превышать 0,75 Уф при отсутствии в сети однофазного замыкания на землю. Напряжение смещения нейтрали допускается не выше 0,15 Уф длительно, и до 30 % в течении 1 часа.

Длительность работы ДГР при наличии замыкания на землю определяется по паспорту дугогасящего реактора в зависимости от положения установленной анцапфы.

При изменении конфигурации сети для выбора анцапфы переключателя

дугогасящего реактора следует предварительно руководствоваться ориентировочными расчетами емкостного тока и установить анцапфу в соответствии с показаниями сигнального устройства ДГР и киловольтметра, контролирующего величину напряжения смещения нейтрали.

Определение режима работы сети осуществляется путем кратковременного включения кнопкой в цепь сигнальной обмотки ДГР добавочного индуктивного сопротивления. Получившееся при этом увеличение индуктивного сопротивления вторичной цепи ДГР влечет за собой изменение индуктивной составляющей первичного тока ДГР и изменение величины напряжения нулевой последовательности (напряжение смещения нейтрали). Наблюдение за изменением напряжения смещения нейтрали ведется по указывающему прибору, включенному в цепь разомкнутого треугольника трансформатора напряжения – $3U_0$. По знаку этого изменения и определяется характер настройки ДГР. Увеличение показаний прибора свидетельствует о режиме недокомпенсации в сети 6-35 кВ, уменьшение – о перекомпенсации.

Измерения напряжения смещения нейтрали необходимо начинать при наибольшем токе ДГР. Последовательной перестройки ответвлений у реактора со ступенчатым регулированием тока или изменением положения плунжера (тока подмагничивания) у плавно регулируемого реактора, настройку приближают к резонансу и переводят сеть из режима перекомпенсации в режим недокомпенсации.

Изменения настройки ДГР производится в следующем порядке:

– при отключении или подключении части сети дежурный диспетчер производит выбор настройки реактора в соответствии с инструкцией, после чего дает указание дежурному персоналу об изменении настройки;

– дежурный персонал по приборам сигнализации контроля изоляции 6-10-35 кВ на щите управления и у реактора, а также по отсутствию гула реактора проверяет отсутствие в сети замыканий на землю;

– ДГР отключается от сети его разъединителем, высоковольтный ввод его заземляется путем наложения переносного или стационарного заземления;

– устанавливается и фиксируется выбранное ответвление, снимается заземление с высоковольтного ввода ДГР и реактор подключается разъединителем к сети (к нейтрали трансформатора);

– по прибору сигнального устройства ДГР проверяется режим компенсации сети на выбранной анцапфе ДГР, проверяется величина смещения нейтрали и, если необходимо, анцапфа ДГР переставляется в другое положение в соответствии с вышеизложенным.

Настройка плавнорегулируемых реакторов, не имеющих автоматических регуляторов настройки, должна производиться вручную с помощью измерителей (указателей) настройки или с помощью вольтметра, подключенного к сигнальной обмотке дугогасящих реакторов. Реакторы должны быть настроены на значении тока, при котором напряжение на сигнальной обмотке имеет наибольшее значение.

5.6.2 Устройство и назначение дугогасящих плавнорегулируемых масляных реакторов типа РЗДПОМ

Предназначены для компенсации емкостных токов на землю в сетях с изолированной нейтралью. Позволяют избежать повреждений оборудования, при возникновении дуги. Реакторы изготавливаются для защиты сетей напряжением до 35 киловольт частотой 50 Гц от аварий.

Реактор состоит из магнитопровода с двумя обмотками (сигнальной и рабочей). Магнитопровод с обмотками помещён в бак, наполненный трансформаторным маслом. Магнитопровод имеет размещённый на валу магнитный стержень, который состоит из двух частей, между ними имеется воздушный зазор. Обмотки реактора намотаны вокруг стержня. Для плавного регулирования зазора (т.е. реактора в заданных пределах) на крышке корпуса реактора расположен сервопривод с односторонней муфтой ограничения крутящего момента, связанный с валом стержня.

Двигатель электропривода питается от трехфазной сети напряжением 380 В. Вводы рабочей обмотки (А, Х) и вводы сигнальной обмотки (а, х) распо-

ложены на стенке бака. Реактор снабжен катками которые позволяют перемещать его во время монтажа. Аппаратура, с помощью которой осуществляется управление дугогасящим реактором расположена в отдельном шкафу. Величина тока, соответствующая определенному зазору реактора, определяется по шкале указателя тока, расположенного на стенке бака, либо по амперметру (во время работы реактора), расположенному в блоке управления. Блок управления соединён с реактором кабелем. Для подсоединения кабеля на одной из стенок бака расположена коробка с контактными группами. Для автоматического управления реактора служит регулятор настройки. Управление осуществляется без отключения реактора от сети при отсутствии короткого замыкания на землю.[23]

На рисунке 4 изображен реактор типа РЗДПОМ.



Рисунок 4 – Реактор типа РЗДПОМ

5.7 Техника безопасности при эксплуатации дугогасящих реакторов

При возникновении режима замыкания на землю в сети 6-35кВ запрещается приближаться к ДГР 6-35кВ, заземляющим трансформаторам и к месту замыкания на землю на расстояние менее 8 м.

Для перевода ДГР с одного трансформатора на другой необходимо произвести вначале отключение реактора от одного трансформатора, а затем включить его на другой трансформатор. Подключать ДГР к двум трансформаторам запрещается. Отключение и включение холостого трансформатора, к нейтрали которого подключен ДГР, производится лишь после отключения реактора разъединителем.

Отключение от шин подстанции с установленными ДГР последней линии электропередачи 6-35 кВ производится только после отключения ДГР.

Отключение разъединителя ДГР недопустимо, если протекающий через обмотку ток превышает 10 А.

Не допускается объединять нейтрали отдельно работающих трансформаторов, к которым подключены дугогасящие реакторы.

ДГР должен быть постоянно включен в работу. Сроки отключения ДГР для профилактических ремонтов и технического обслуживания устанавливаются годовым графиком.

Отыскание мест повреждения на землю производится под руководством диспетчера, действующего на основании и требований настоящей инструкции.

Операции по отысканию мест замыканий на землю производится по возможности быстро, так как каждое отключение влечет за собой частичную расстройку компенсации.

После отключения поврежденного участка, дежурный диспетчер проверяет соответствие настройки ДГР оставшейся конфигурации сети.

Включение и отключение трансформатора (ФЗМО), предназначенных для подключения ДГР (РУОМ), допускается производить только при отключенном ДГР (разъединитель в цепи ДГР должен быть отключен).

Не допускается включать или отключать ДГР при наличии в сети замыкания на землю.

Переключение ответвлений ДГР со ступенчатым регулированием тока производится только после отключения и заземления ДГР (РУОМ).

Не допускается объединять нейтрали отдельно работающих трансформаторов, к которым подключены ДГР.

Измерения емкостных токов замыкания на землю, напряжений несимметрий и смещения нейтрали с целью настройки компенсации емкостного тока должны производиться по программам, составленным и утвержденным в установленном порядке с выполнением организационно–технических мероприятий.

5.8 Меры пожарной безопасности при эксплуатации дугогасящих реакторов

Пожаробезопасность осуществляется в соответствии с правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий.

В качестве первичного средства пожаротушения вблизи от ДГР должен быть установлен ящик с песком вместимостью 0,5 м³. Если поблизости установлено другое маслonaполненное оборудование (трансформатор, выключатель), укомплектованное первичными средствами пожаротушения, то наличие дополнительных средств пожаротушения для ДГР не требуется.

При возникновении пожара ДГР должен немедленно отключен со всех сторон, откуда может подано напряжение и заземлен. Оперативному персоналу необходимо немедленно вызвать пожарную команду и подготовить письменный допуск на тушение пожара.

Тушить отключенный и заземленный ДГР разрешается песком, а также пенными и порошковыми огнетушителями.

5.9 Технические характеристики дугогасящих реакторов

5.9.1 Характеристика реакторов серии РЗДСОМ

В таблице 13 указаны основные технические характеристики реакторов серии РЗДСОМ.

Таблица 13 – Технические характеристики реакторов РЗДСОМ

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Предельный ток, А	Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Масса, кг		
					полная	активной части	масла
1	2	3	4	5	6	7	8
РЗДСОМ-115/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	12,5-25	ТВ-35–25	75/5	740	315	235
РЗДСОМ-230/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	25-50	ТВ-35–25	75/5	995	405	315
РЗДСОМ-460/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	50-100	ТВ-35–25	100/5	1370	650	410
РЗДСОМ-920/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	100-200	ТВ-35–25	200/5	2090	1055	600
РЗДСОМ-190/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	12,5-25	ТВ-35–25	75/5	955	400	310
РЗДСОМ-380/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	25-50	ТВ-35–25	75/5	1370	650	410
РЗДСОМ-760/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	50-100	ТВ-35–25	100/5	2070	1030	600
РЗДСОМ-1520/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	100-200	ТВ-35–25	200/5	3610	1840	1110
РЗДСОМ-115/15,75У1	$\frac{15,75}{\sqrt{3}}$	5-10	ТВ-35–25	75/5	980	370	360
РЗДСОМ-155/20У1	$\frac{22}{\sqrt{3}}$	5-10	ТВ-35–25	75/5	1090	405	395
РЗДСОМ-310/35У1	$\frac{38,5}{\sqrt{3}}$	6,25-12,5	ТВ-35–25	75/5	2100	771	880

1	2	3	4	5	6	7	8
РЗДСОМ-620/35У1	$\frac{38,5}{\sqrt{3}}$	12,5-25	ТВ-35–25	75/5	2670	1165	950
РЗДСОМ-1240/35У1	$\frac{38,5}{\sqrt{3}}$	25-50	ТВ-35–25	75/5	3640	1805	1100

Для изменения тока в дугогасящем реакторе встроен переключатель, имеющий пять положений. Привод переключателя выведен на стенку бака.

Допустимая продолжительность работы при наибольшем токе компенсации – 6 ч, при меньших токах – указана в паспорте реактора.

Магнитопровод изготовлен из электротехнической стали, стержни разделены зазорами, ярма прямоугольной формы.

Обмотка – цилиндрическая, слоевая, из медного провода. [21]

5.9.2 Характеристика дугогасящих реакторов серии РЗДПОМ

В таблице 14 указаны основные технические характеристики реакторов серии РЗДПОМ.

Таблица 14 – Технические характеристики реакторов РЗДПОМ

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Предельные значения токов при номинальном напряжении реактора, А
1	2	3	4
РЗДПОМ–120/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	26,2
РЗДПОМ–190/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	55
РЗДПОМ–300/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	65,5

1	2	3	4
РЗДПОМ– 400/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	105
РЗДПОМ– 460/6У1	$\frac{6,6}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	130
РЗДПОМ– 190/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	25,5
РЗДПОМ– 300/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	40
РЗДПОМ– 400/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	63
РЗДПОМ– 480/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	63,0
РЗДПОМ– 630/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	100
РЗДПОМ– 760/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	130
РЗДПОМ– 840/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	145
РЗДПОМ– 1200/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	217
РЗДПОМ– 1520/10У1	$\frac{11}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	205
РЗДПОМ– 480/20У1	$\frac{22}{\sqrt{3}}$	$\frac{24}{\sqrt{3}}$	31,4
РЗДПОМ– 700/35У1	$\frac{38,5}{\sqrt{3}}$	$\frac{40}{\sqrt{3}}$	28,4

Плавное регулирование тока осуществляется изменением зазора в магнитной системе с помощью электропривода, установленного на крышке бака реактора.

Номинальное напряжение сигнальной обмотки 100 ± 10 В при среднем значении предельных токов. Номинальный ток сигнальной обмотки – 10 А.

Электрическая схема управления электроприводом реакторов приведена ниже на рисунке 5.

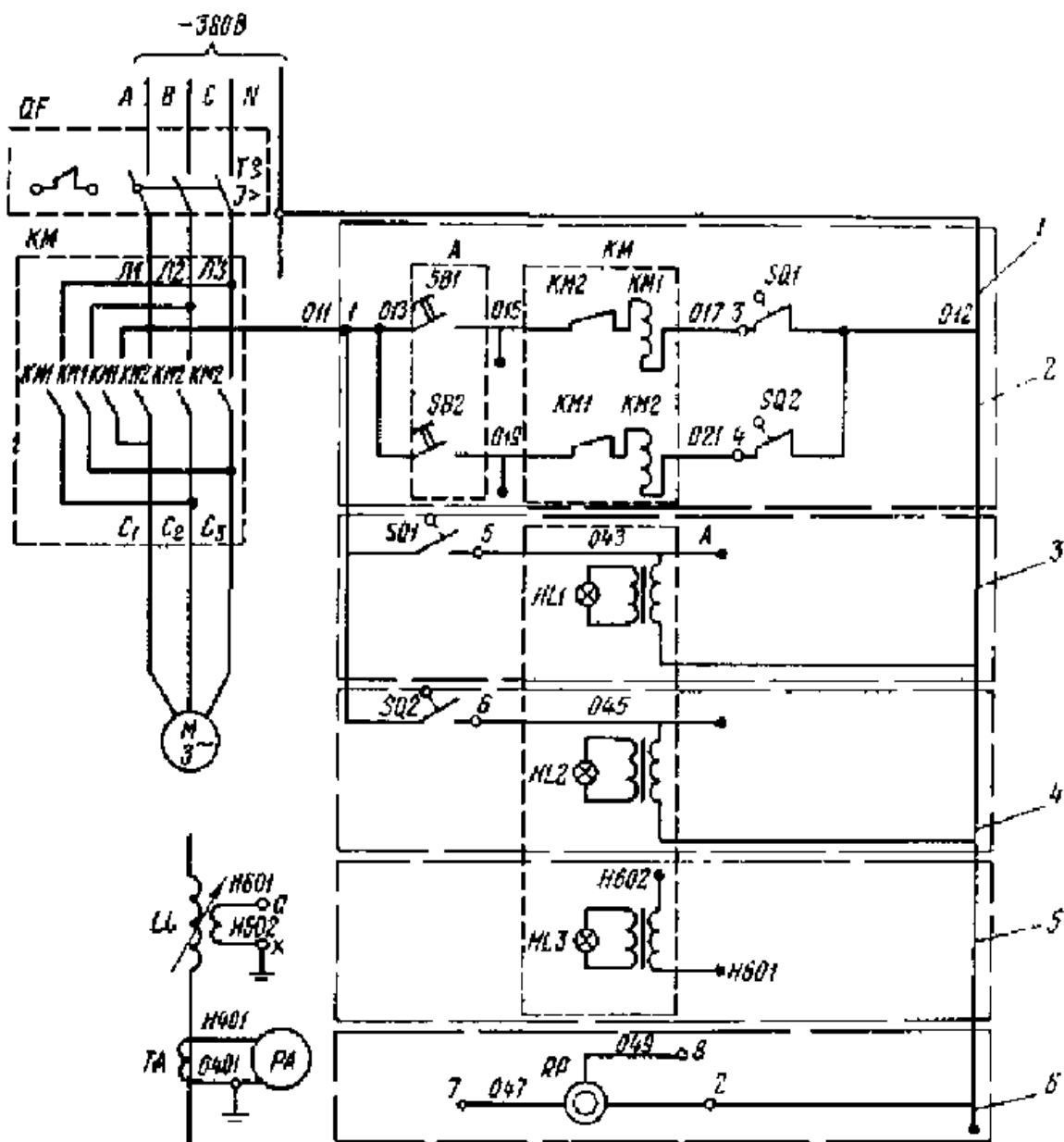


Рисунок 5 – Электрическая схема управления электроприводом реакторов серии РЗДПОМ

где LL – дугогасящий реактор;

M – электродвигатель;

KM – магнитный пускатель;

QF – выключатель автоматический;

RP – потенциометр;

SQ – конечный выключатель;

1 – шкаф управления;

2 – местное управление;

3 – крайнее верхнее положение верхней половины стержня;

4 – крайнее нижнее положение верхней половины стержня;

5 – смещение нейтрали;

6 – датчик положения стержня.

5.10 Выбор типа и мощности дугогасящих реакторов

Согласно проектным данным, существенного развития электрических сетей 10 кВ от ПС 220/110/10 кВ «ГПП» не планируется. Поэтому при вычислении мощности дугогасящих реакторов будем пользоваться формулой (4) с коэффициентом 1,25.

$$Q_{к_{гтл}} = 46,5 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = 336 \text{ квар}$$

Принимаю к выбору два дугогасящих реактора типа РЗДПОМ-190/10У1 мощностью 190 квар.

Длина электрических сетей 10 кВ с источником питания ПС 220/10 кВ «Восточная» в ближайшем будущем будет увеличиваться. Планируется постройка нескольких объектов на промышленной строительной-эксплуатационной базе, принятый в эксплуатацию ЦРП 10 кВ «ДЦ» в данный момент работает на собственные нужды ввиду отсутствия потребителей. При выборе мощности реакторов воспользуемся формулой (4) с коэффициентом 1,5.

$$Q_{к_{гтл}} = 65,3 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot 1,5 = 566 \text{ квар}$$

Необходима установка двух дугогасящих реакторов типа РЗДПОМ-300/10У1, каждый мощностью 300 квар.

Постройка распределительной электрической сети 10 кВ от ПС 110/10 кВ «СК-1» окончена, по проекту увеличения длины кабельных линий не планируется, поэтому пользуясь формулой (4) принимаем для расчетов коэффициент равный 1,1.

$$Q_{к_{гтл}} = 185 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot 1,1 = 1176 \text{ квар}$$

На ПС 110/10 кВ «СК-1» устанавливаем 2 дугогасящих реактора типа РЗДПОМ-630/10У1, каждый мощностью 630 квар.

Результаты выбора дугогасящих реакторов приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты выбора ДГР

Место установки дугогасящего реактора	Тип дугогасящего реактора	Номинальная мощность, квар
ПС 220/110/10 кВ «ГПП», КРУ-10 кВ	РЗДПОМ-190/10У	190
ПС 220/10 кВ «Восточная», КРУ-10 кВ	РЗДПОМ-300/10У	300
ПС 110/10 кВ «СК-1», КРУ-10 кВ	РЗДПОМ-630/10У	630

6 ВЫБОР НЕЙТРАЛЕОБРАЗУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ

6.1 Выбор типа нейтралеобразующего трансформатора

Нейтралеобразующие трансформаторы – это трансформаторы, используемые для создания искусственной нейтрали с целью присоединения к ней дугогасящего реактора – ДГР. Также их называют подземляющими, присоединительными или фильтрами нулевой последовательности. Последнее название подчеркивает тот факт, что реактор при однофазном замыкании на землю создает контур для протекания токов нулевой последовательности сети.

В качестве таких присоединительных трансформаторов могут применяться любые трехфазные трансформаторы соответствующей мощности. Используется несколько вариантов исполнения таких трансформаторов.

Первичные обмотки трансформатора должны быть соединены в звезду с выведенной нейтралью, к которой и подсоединяется ДГР. Кроме того, необходимо наличие вторичных обмоток, соединяемых в замкнутый треугольник, что обеспечивает малое сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности сети.

Малого сопротивления токам нулевой последовательности сети можно также добиться соединением обмоток трансформатора в зигзаг. Первичная обмотка такого трансформатора разбита на две равные части, которые соединяются последовательно, встречно с половинкой обмотки другой фазы. В результате такого соединения суммарное количество витков, приходящихся на одну фазу, в 1,15 раза больше, чем в аналогичной обмотке при соединении просто в звезду. Однако отсутствие необходимости во вторичной обмотке, соединяемой в замкнутый треугольник, делает такое решение экономически оправданным для задачи искусственного создания нейтрали. Такие трансформаторы получили название – фильтры нулевой последовательности (ФМЗО).

Возможно наличие вторичных обмоток, соединяемых в замкнутый тре-

угольник, что обеспечивает малое сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности сети. Если силовые трансформаторы или трансформаторы собственных нужд сети имеют подходящее соединение вторичных обмоток, ДГР может быть подключен непосредственно к их нейтрали. В этом случае мощность реактора не должна превышать 7–10 % номинальной мощности трансформатора.

Третий вариант – использование двух обмоток. Первичная соединена в звезду с выведенной нейтралью, а вторичная соединена в треугольник

Функции нейтралеобразующих трансформаторов, как правило, выполняют силовые агрегаты масляного типа с маркировкой ТМА, ТМ или ТМГ – они работают на базе выведенной нейтрали и вторичной обмотки, которая образует треугольник. Отечественные производители предлагают богатый ассортимент подобной продукции, отличающейся лояльной стоимостью. При этом их эффективность ни в чем не уступает зарубежным аналогам, наоборот, весомым достоинством здесь является полная приспособленность к местным эксплуатационным условиям. [19]

Для подключения дугогасящих реакторов на космодроме «Восточный» выбираю нейтралеобразующие трансформаторы ТМГН производства Чебоксарского трансформаторного электрозавода. Первичные обмотки таких трансформаторов соединены по схеме «зигзаг». Опционально данные трансформаторы выпускаются с дополнительной вторичной обмоткой для питания устройств управления.

6.2 Описание и технические характеристики нейтралеобразующих трансформаторов

Фильтры (трансформаторы) нейтралеобразующие присоединительные масляные трехфазные типа ФНПМ (ТМГН), ФМЗО на напряжение до 10 кВ включительно с естественным масляным охлаждением предназначены для создания искусственной нейтральной точки в трехфазной электрической сети 6-10 кВ и подключения к ней высоковольтных заземляющих аппаратов (дугогасящих реакторов и заземляющих резисторов).

Структура условного обозначения фильтра приведена на рисунке 6.

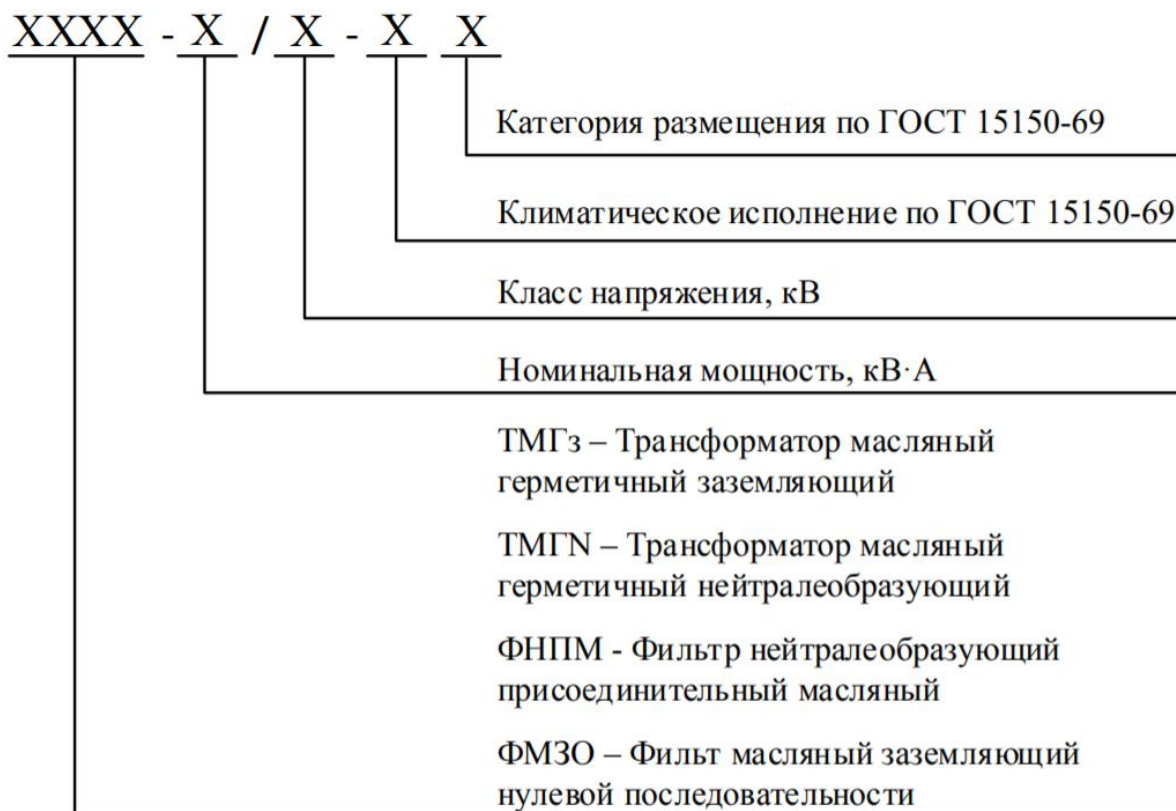


Рисунок 6 – Структура условного обозначения нейтралеобразующих трансформаторов

Основные технические характеристики фильтров указаны в таблице 15.

Таблица 15 – Основные технические характеристики фильтров

Тип устройства	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Ток обмотки при ОЗЗ, А	Потери при ОЗЗ, Вт, не более	Ток холостого хода, %	Потери холостого хода, Вт, не более
1	2	3	4	5	6	7	8
ФНПМ-80/6	80	6,6	Z _N	7	1120	3	560
ФНПМ-80/10		11		4			
ФНПМ-100/6	100	6,6		8,7	1400	2,9	700
ФНПМ-100/10		11		5,24			

1	2	3	4	5	6	7	8
ФНПМ-125/6	125	6,6	Z_N	11	1750	2,8	766
ФНПМ-125/10		11		6,5			
ФНПМ-160/6	160	6,6		14	2240	2,6	840
ФНПМ-160/10		11		8,4			
ФНПМ-200/6	200	6,6		17,5	2800	2,6	963
ФНПМ-200/10		11		10,5			
ФНПМ-250/6	250	6,6		21,8	3500	2,5	984
ФНПМ-250/10		11		13,1			
ФНПМ-300/6	300	6,6		26,2	4200	2,3	1050
ФНПМ-300/10		11		15,7			
ФНПМ-400/6	400	6,6		35	5600	2,2	1400
ФНПМ-400/10		11		21			
ФНПМ-500/6	500	6,6		43,7	7000	2,2	1400
ФНПМ-500/10		11		26,2			
ФНПМ-630/6	630	6,6		55,1	8820	2,1	2205
ФНПМ-630/10		11		33			
ФНПМ-800/6	800	6,6		70	11200	2	2800
ФНПМ-800/10		11		42			
ФНПМ-1000/6	1000	6,6		87,4	14000	2	3500
ФНПМ-1000/10		11		52,4			
ФНПМ-1250/6	1250	6,6	109	17500	1,9	4375	
ФНПМ-1250/10		11	65,6				
ФНПМ-1600/6	1600	6,6	140	22400	1,8	5600	
ФНПМ-1600/10		11	84				

6.3 Устройство фильтра

Фильтр (трансформатор) имеет герметичную конструкцию, т.е. внутренний объем трансформатора не имеет сообщения с окружающей средой. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом до уровня, который определяется температурой внутри бака по соответствующей метке маслоуказателя, а температурные изменения объема масла, компенсируются за счет изменения объема «газовой подушки», имеющейся в верхней части бака.

Внешний вид нейтралеобразующего трансформатора представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Нейтралеобразующий трансформатор

Фильтр (трансформатор) состоит из активной части, бака и крышки.

Активная часть фильтра (трансформатора) состоит из магнитной системы, обмоток и их выводов, нижних и верхних ярмовых прессующих балок. Активная

часть трансформатора жестко скреплена с крышкой бака.

Магнитная система имеет трехстержневой магнитопровод, собранный из листов холоднокатаной электротехнической стали и стянутых ярмовыми прессующими балками.

На каждом стержне фильтра (трансформатора) расположены по две одинаковых катушки с равным числом витков. Между катушками расположен охлаждающий маслоканал для лучшей циркуляции масла. Отводы (выводы) обмоток представляют собой гибкую связь из многослойной луженной медной или алюминиевой ленты.

Катушки соединены по схеме «зигзаг с выведенной нейтралью». При такой схеме соединения результирующее фазное напряжение образуется геометрическим сложением напряжений двух частей обмотки, находящихся на разных стержнях. При необходимости по согласованию между предприятием-изготовителем и заказчиком могут быть установлены дополнительные обмотки для питания оборудования управления.

Бак фильтра (трансформатора) сварной конструкции овальной формы. Наружная поверхность бака и крышки бака покрыты эпоксидно-полимерной атмосферостойкой краской типа ЭПЭ, цвет RAL-7042 или другой по согласованию с заказчиком.

В фильтрах (трансформаторах) мощностью 200 кВА и выше могут применяться радиаторы, состоящие из ряда вертикальных охлаждающих труб, образующих параллельные пути сверху вниз для циркулирующего внутри них масла.

К верхней части бака приварены крюки для подъема трансформатора.

На одной из боковых стенок бака над радиаторами, со стороны маслоуказателя, имеются площадки для установки указательно-сигнализирующей аппаратуры – электроконтактного манометрического термометра и блока зажимов с распределительной коробкой, а также гильза для присоединения датчика электроконтактного термометра. Перед установкой датчика, внутренность гильзы заполняется трансформаторным маслом в объеме 100 мл.

В нижней части стенки бака расположено сливное устройство для взятия

пробы масла и болтовой зажим для присоединения заземляющего проводника.

В дне бака имеется сливная пробка. Снизу к дну бака приварены швеллеры, в которых имеются отверстия для установки транспортировочных катков или для крепления фильтра (трансформатора) к фундаменту при помощи анкерных болтов.

На крышке бака смонтированы:

– предохранительный клапан, защищающий бак от избыточного давления свыше 0,75 атм. (75 кПа);

– мембранно-предохранительное устройство (МПУ) для обеспечения выброса газов и масла из фильтра (трансформатора) при внутренних повреждениях и от избыточного давления в баке более 2,0 атм. (на фильтрах (трансформаторах) мощностью от 250 кВА). В транспортном положении МПУ имеет внешнюю защитную крышку, которую перед вводом фильтра (трансформатора) в эксплуатацию необходимо снять;

– конструкция съемных вводов ВН допускает замену изоляторов без подъема активной части фильтра (трансформатора).

Для измерения температуры верхних слоев масла в баке фильтра (трансформатора) он снабжается термометрическим сигнализатором.

Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления, на крышке фильтра (трансформатора) может устанавливаться электроконтактный мановакуумметр.

В транспортном положении вместо мановакуумметра установлена заглушка.

Фильтры (трансформаторы) снабжены коробкой зажимов вспомогательных цепей устройств сигнализации и защиты. Контакты термометрического сигнализатора и мановакуумметра выводятся в клеммную колодку.

Для уплотнения разъемных частей фильтра (трансформатора) применяется маслостойкая резина.

Сборочные единицы: крышка, бак и пробка для отбора проб масла на баке опломбированы.

6.4 Меры безопасности

Фильтры (трансформаторы) относятся к высоковольтным электрическим установкам, поэтому при монтаже и эксплуатации необходимо соблюдать все нормы и правила технической эксплуатации электроустановок.

При подъеме и перемещении фильтра (трансформатора) строго соблюдать требования правил техники безопасности при грузоподъемных работах.

Фильтр (трансформатор) и его активную часть необходимо поднимать только за специально предназначенные для этой цели детали (крюки, подъемные скобы).

Подъем фильтра (трансформатора) производить кранами, лебедками и другими механизмами с грузоподъемностью, соответствующей массе фильтра. Угол отклонения стропов от вертикали должен быть не более 30°.

Все работы должны производиться только после отключения фильтра (трансформатора) и проверки отсутствия напряжения на его вводах.

Включение и работа фильтра (трансформатора) допускается только при наличии заземления фильтра (трансформатора).

Вскрытие фильтра (трансформатора) разрешается не ранее чем через 12 часов после ОЗЗ, при этом температура его наружных поверхностей не должна превышать плюс 50 °С.

При обслуживании фильтра (трансформатора) необходимо учитывать, что трансформаторное масло является легковоспламеняющейся жидкостью. Поэтому все работы, и, особенно, связанные со сваркой, электропайкой, следует производить в соответствии с предусмотренными правилами.

Ответственность за выполнение указаний по мерам безопасности несут лица, допущенные к эксплуатации фильтра (трансформатора) в соответствии с возложенными на них обязанностями.

При эксплуатации фильтра (трансформатора) необходимо руководствоваться указаниями действующих «Правил техники безопасности при эксплуатации установок» и «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий».

6.5 Эксплуатационные ограничения

Фильтр (трансформатор) рассчитан для работы в районах с умеренным климатом, для внутренней и наружной установки.

Условия эксплуатации:

- высота над уровнем моря – не более 1000 м;
- температура окружающего воздуха – от -45 до $+40$ °С;
- относительная влажность окружающего воздуха – не более 80 %, при температуре $+20$ °С;
- атмосферное давление 650–800 мм рт.ст. (86659–106656) Па;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлические части, изоляцию.

Фильтры (трансформаторы) не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, во взрывоопасной и химически активной среде.

Рабочее положение в пространстве – горизонтальное с отклонением до 10° в любую сторону.

6.6 Требования по эксплуатации

Фильтр (трансформатор) допускает работу с нагрузкой не более номинальной, при повышении напряжения на 10 % сверх номинального, не более двух раз в сутки, продолжительностью не более 2 минут.

Фильтр (трансформатор), находящийся в эксплуатации, должен периодически подвергаться наружному осмотру не реже 1 раза в 6 месяцев.

Не допускается:

- эксплуатировать фильтр (трансформатор) с поврежденными вводами (трещины, сколы);
- эксплуатировать или хранить фильтр (трансформатор) без масла или с пониженным его уровнем;
- в процессе эксплуатации нарушать герметичность фильтра (трансформатора).

Периодически производить визуальную проверку надежности контактных

соединений с соблюдением установленных правил безопасности.

Все повреждения антикоррозийного покрытия устранять немедленно устранять по мере их обнаружения.

На рисунке 8 схематично изображен нейтралеобразующий трансформатор с указанием его составных частей.

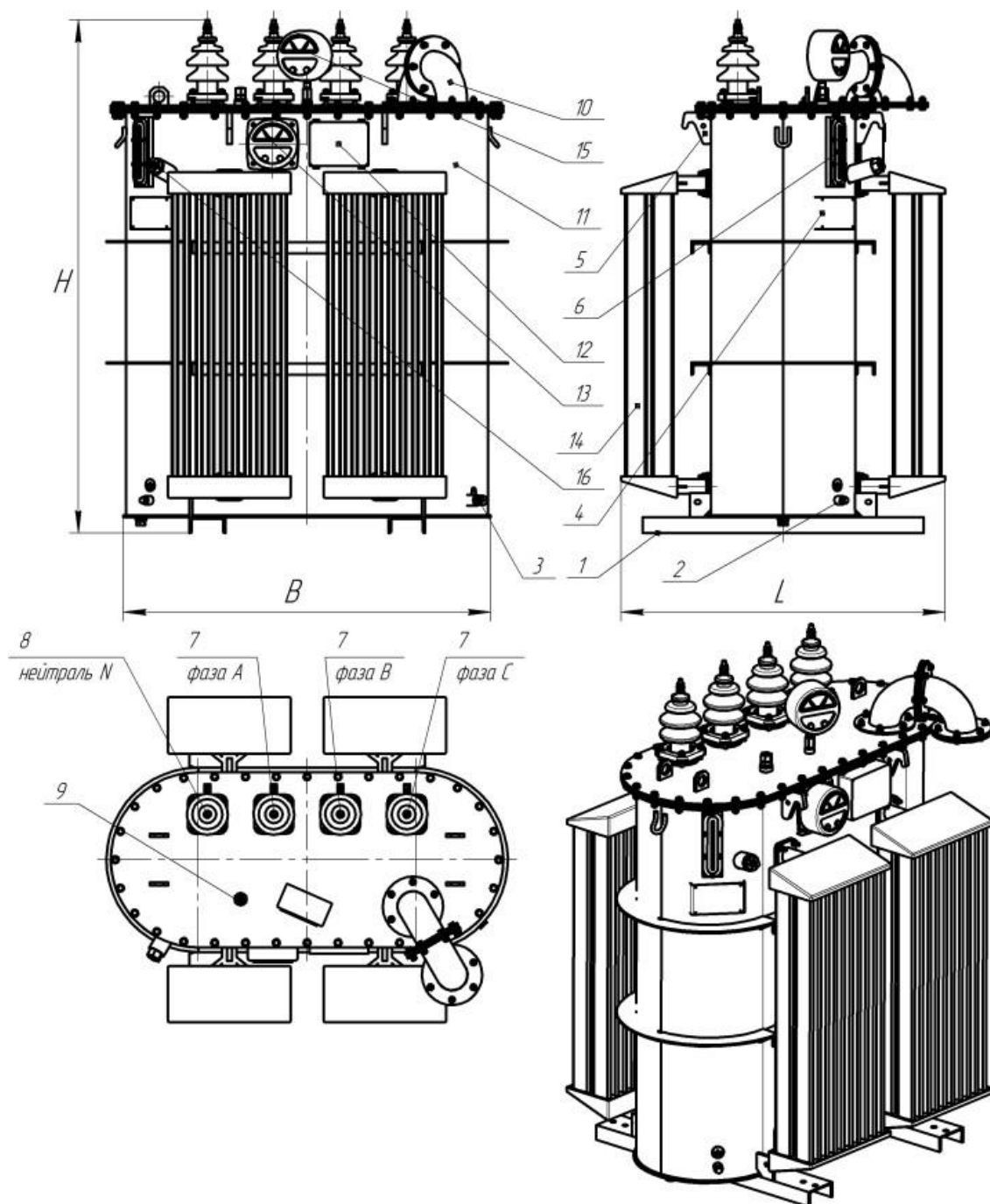


Рисунок 8 – Внешний вид фильтров (трансформаторов)
нейтралеобразующих присоединительных

- где 1 – швеллер;
 2 – болт заземления;
 3 – пробка для слива масла и отбора пробы;
 4 – табличка;
 5 – крюк для подъема трансформатора;
 6 – маслоуказатель;
 7 – вводы ВН;
 8 – вывод нейтрали (N);
 9 – предохранительный клапан;
 10 – мембранно–предохранительное устройство;
 11 – бак;
 12 – коробка распределительная с блоком зажимов;
 13 – электроконтактный термометр;
 14 – радиатор;
 15 – мановакуумметр;
 16– гнездо термометра.

На рисунке 9 представлена схема соединения обмоток фильтра (трансформатора) нейтралеобразующего

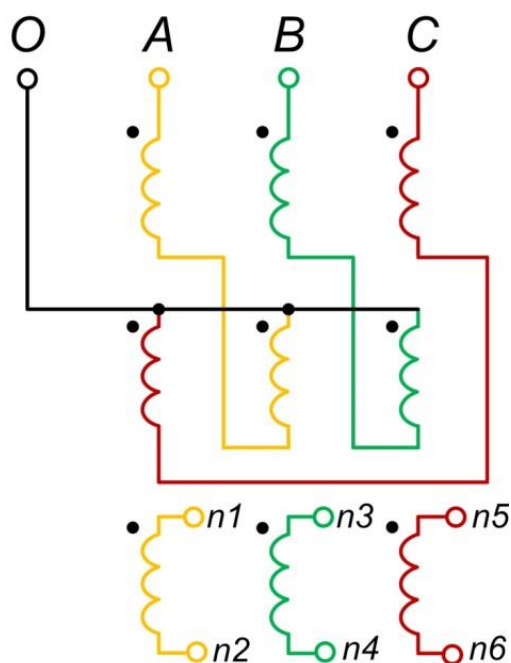


Рисунок 9 – Схема соединения обмоток фильтра

6.7 Выбор мощности нейтралеобразующих трансформаторов

Выбор мощности нейтралеобразующих трансформаторов зависит от выбранной мощности дугогасящих реакторов. При этом, учитывая, что мощность дугогасящих реакторов выбрана с небольшим запасом, что означает, что загружены на максимальную мощность они не будут, выбор мощности нейтралеобразующих трансформаторов можно выполнять без запаса.

Результаты выбора нейтралеобразующих трансформаторов для установки в сетях электроснабжения 10 кВ космодрома «Восточный» для подключения к ним дугогасящих реакторов приведены в таблице 16 ниже.

Таблица 16 – Результаты выбора фильтров нейтралеобразующих

№ п/п	Точка подключения нейтралеобразующего трансформатора	Тип нейтралеобразующего трансформатора	Номинальная мощность
1	ПС 220/110/10 кВ «ГПП», КРУ–10 кВ	ФНПМ–200/10	200 кВА
2	ПС 220/10 кВ «Восточная», КРУ–10 кВ	ФНПМ–300/10	300 кВА
3	ПС 110/10 кВ «СК-1», КРУ–10 кВ	ФНПМ–630/10	630 кВА

7 ВЫБОР СПОСОБА ПОДКЛЮЧЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ К ШИНАМ КРУ

7.1 Выбор точки подключения

На ПС 220/10 кВ «Восточная» и ПС 110/10 кВ «СК-1» имеются резервные ячейки в КРУ 10 кВ. В целях экономии подключение нейтралеобразующих трансформаторов и дугогасящих реакторов осуществляем через резервные ячейки.

На ПС 220/110/10 кВ «ГПП» резервные ячейки отсутствуют. Необходимо расширить каждую секцию 10 кВ. К установке принимаем по две ячейки КРУ СЭЩ-63, аналогичных установленным (по одной ячейке используется на присоединение нейтралеобразующих трансформаторов и дугогасящих реакторов, по одной будет в резерве).

7.2 Выбор сечения кабельных линий

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле

$$I_{\text{расч. max}} = \frac{S_{\text{р.л. max}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (6)$$

где $S_{\text{р.л. max}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля.

Следует помнить, что для кабелей длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (8)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику, А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей, принимается равным 1,3;

K_3 – поправочные коэффициенты на токи, принимается 1,13.

К установке принимаем кабель ПвКПг с изоляцией из шитого полиэтилена для подключения нейтралеобразующих трансформаторов и дугогасящих реакторов.

Определим сечение кабеля для линии ПС 220/110/10 кВ «ГПП» КРУ-10 – ФНПМ-200/10 по формуле (6):

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,5 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ПвКПг сечением 16мм².

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$11,5 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 80 = 105 \text{ А}$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Определим сечение кабеля для линии ПС 220/10 кВ «Восточная» КРУ-10 – ФНПМ-300/10 по формуле (6):

$$I_{расч.маx} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,5 \text{ А,}$$

К установке выбираем кабель марки ПвКПг сечением 16мм².

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$17,5 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 80 = 105 \text{ А}$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Определим сечение кабеля для линии ПС 110/10 кВ «СК-1» КРУ-10 – ФНПМ-630/10 по формуле (6):

$$I_{расч.маx} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,5 \text{ А,}$$

К установке выбираем кабель марки ПвКПг сечением 16мм².

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$36,5 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 80 = 105 \text{ А}$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

8 ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗОВАННОЕ В МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

8.1 Общие сведения

В качестве инновационного оборудования в данном проекте выбраны комбинированные шкафы ДГР -2 ОПФ 24, совмещающие в себе автоматику дугогасительного реактора и устройство определения поврежденного фидера.

Устройство определения поврежденного фидера на базе микропроцессорного терминала Бреслер-0117.068. Данный микропроцессорный терминал использует определенные алгоритмы.

Реагирует на ток промышленной частоты. При резонансном заземлении нейтрали ток промышленной частоты в поврежденном присоединении практически отсутствует. Для работы данного способа необходимо создавать специальные условия. Например, настраивать дугогасящий реактор на недокомпенсацию или устанавливать параллельно реактору резистор.

Реагирует на составляющие переходного процесса. Позволяет выявить перемежающиеся ОЗЗ. Ограничением способа является небольшая длительность переходного процесса, что предъявляет повышенные требования к фиксирующей аппаратуре. При установившемся ОЗЗ нет фактора подтверждения повреждения. Сильное влияние на переходные процессы оказывает сопротивление дуги. Параметры переходного сопротивления зависят от настройки реактора и момента замыкания;

Реагирует на направление мощности нулевой последовательности, т.е. использующий угловые соотношения между напряжением и током нулевой последовательности.

К сожалению трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) типа ТЗЛ или ТЗЛР имеют заявленную угловую погрешность до 30 градусов в режиме короткозамкнутой вторичной обмотки. При учете сопротивлений проводов вторичной цепи и входов устройства контроля, погрешность может достигать

до 60 град. В большинстве случаев (особенно при разветвленной сети), установленные ТТНП вообще не позволяют добиться какой-либо селективности ОПФ.

Алгоритм использовать можно, но нужна замена всех трансформаторов тока нулевой последовательности на современные (массово в России не выпускаются.)

Реагирует на высшие гармонические составляющие тока нулевой последовательности отходящих фидеров. При ОЗЗ в спектре появляются высшие гармоники 5, 7, 11, 13, обусловленные нелинейностью элементов цепи – трансформаторов, ДГР и так далее.

К сожалению, уровень гармоник величина нестабильная, она не может быть заранее рассчитана. Зависит от наличия в сети нелинейных элементов, режима работы сети, величины тока ОЗЗ. При малых токах ОЗЗ, например, при замыканиях через переходное сопротивление, гармоники могут и не появляться.

При наличии на отходящих фидерах нагрузки, которая является источником высших гармонических составляющих (обычно высоковольтные тиристорные преобразователи) алгоритм по высшим гармоникам необходимо вывести из работы, т.к. трудно произвести его настройку.

Наложение (инжекция) в контур нулевой последовательности (КНП) тока с частотой, отличной от основной, и измерение его с помощью ТТНП. Обычно используется наложение сигнала с частотой, кратной основной, например – 25 Гц.

Такие сигналы могут содержаться и в обычном шуме, характерном для тока нулевой последовательности, что требует увеличения мощности блока инъекции и снижает эффективность метода.

Особенностью последнего алгоритма ОПФ, реализованного в терминале, является инъекция в КНП тока определенной формы с заранее известными характеристиками, который не может быть порожден сетью. Выделения такого сигнала на фоне шума ТТНП существенно упрощается, а чувствительность устройства резко повышается. Последнее обстоятельство позволяет снизить мощность блока инъекции.

Для алгоритма с наложением на контур нулевой последовательности сигнала специальной формы наличие высших гармоник в токе контура не является помехой. В тоже время, сам сигнал может быть использован для повышения эффективности метода ОПФ, основанного на контроле высших гармоник.

Фидерные терминалы (ФТ) выполняют:

- определение замыкания по переходному процессу, в том числе фиксируя одиночные пробои;
- расчет высокочастотных составляющих тока $3I_0$;
- выделение тестового сигнала.

При наличии связи система работает по принципу относительного замера (не требует уставки), чем достигается высокая селективность ОПФ. Решение о повреждении конкретного фидера принимает центральный терминал по результатам сравнения измерений всех фидеров.

При отсутствии связи ФТ переходят в автономный режим выполняя алгоритмы ОПФ самостоятельно по абсолютному замеру и сравнения со своей собственной уставкой.

Плюсы выбора комбинированных шкафов:

- автоматика ДГР и устройство ОПФ хорошо сочетаются в одном шкафу;
- используют общий блок наложения контрольного сигнала. По факту увеличения $3U_0$ блокируется управление ДГР и вводится в работу ОПФ;
- шкаф обслуживает 2 ДГР и позволяет контролировать до 28 фидеров.

Шкаф предназначен для применения исключительно в электрических станциях и подстанциях, где все необходимые работы выполняются квалифицированными работниками, т.е. специалистами, ознакомленными с установкой, монтажом, вводом в эксплуатацию, эксплуатацией и инструкцией по технике безопасности продуктов данного рода. Их квалификация соответствует выполняемым работам и операциям.

В момент отгрузки, шкаф удовлетворяет всем нормам и требованиям техники безопасности. Для сохранения этого состояния и для обеспечения надеж-

ной эксплуатации пользователь обязан руководствоваться всеми нижеприведенными и любыми другими предупреждениями и рекомендациями, содержащимися в настоящей документации.

- корпус шкафа должен быть постоянно заземлен защитным проводом.

- шкаф питается оперативным переменным трехфазным напряжением $U_{пит}=380В$, 50Гц и правильно функционирует при изменении напряжения питания в диапазоне 0,9...1,1 пит. Использование постоянного напряжения недопустимо.

- а также шкаф, явно поврежденный применять запрещено. Поврежденный шкаф должен быть защищен от случайного включения.

- Работы, связанные с уходом и ремонтом при открытой монтажной дверце шкафа могут выполняться только квалифицированными работниками.

Ниже на рисунке 10 изображен комбинированный шкаф Бреслер.



Рисунок 10 – Комбинированный шкаф Бреслер

8.2 Назначение

Шкаф предназначен для автоматической настройки КНП сети на заданный режим компенсации, определения емкостного тока, а также поврежденного фидера (ОПФ) при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) в компенсированных сетях 6 – 35 кВ.

Шкаф типа БРЕСЛЕР 0117.168 предназначен для установки на электрических станциях и подстанциях.

Принцип работы устройства автоматики ДГР, находящегося в шкафу, основан на определении частоты собственных колебаний контура нулевой последовательности сети. Определение поврежденного фидера осуществляется за счет наложения через обмотку «разомкнутого треугольника» трансформатора напряжения СШ сигнала определенной формы и анализа спектра тока от датчиков тока нулевой последовательности (ДТНП) отходящих фидеров.

Шкаф предназначен для работы с реакторами:

- плунжерными;
- со ступенчатым регулированием индуктивного тока.

Допускает управление ДГР и определение поврежденного фидера при объединении секций шин, а также в схемах с комбинированным заземлением нейтрали сети (шунтированием реактора высокоомным сопротивлением).

Автоматика шкафа выполняет следующие функции:

- определение величины и знака расстройки контура;
- автоматическая настройка плунжерных ДГР:
 - а) на резонансный режим компенсации емкостных токов замыкания на землю;
 - б) на заданный режим компенсации (перекомпенсации или недокомпенсации);
- автоматическое поддержание расстройки КНП сети в заданных пределах;
- выбор оптимальной отпайки катушки реактора для ступенчатых ДГР;
- обнаружение неисправности в цепях управления реактором;
- обнаружение поврежденных присоединений при ОЗЗ.

Предусмотрены возможности:

- автоматической настройки без использования токовых цепей;
- совместной работы с терминалами защит;
- блокировки функции определения расстройки при обнаружении ОЗЗ с сохранением расстройки, предшествующей ОЗЗ;
- регистрации событий (ОЗЗ, процессы регулирования);
- определение величины емкостного тока;

- коммутации резистора при комбинированном включении реактора (по заказу);
- увеличения количества обслуживаемых секций за счет установки нескольких терминалов;
- диагностики ДГР;
- отключения поврежденных присоединений.

8.3 Структура условного обозначения

Ниже на картинке 11 приведена структура условного обозначения типоразмеров комбинированных шкафов Бреслер.



Рисунок 11 – Структура условного обозначения типоразмеров комбинированных шкафов Бреслер

8.4 Эксплуатационные ограничения

Шкаф предназначен для эксплуатации при следующих значениях климатических факторов:

- температура окружающего воздуха: от минус 20 до плюс 40°С;
- верхнее рабочее значение относительной влажности:
 - а) не более 80% при 25°С для климатического исполнения устройств УХЛЗ.1;

б) не более 98% при 35°C для климатического исполнения ТЗ.1 (без конденсации влаги);

– атмосфера при эксплуатации типа II по ГОСТ 15150-69;

– окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих изоляцию и металлы;

– место установки должно быть защищено от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;

– высота над уровнем моря не более 2000 м со снижением электрической прочности воздушных промежутков при превышении этой высоты согласно ГОСТ 15150-69;

– рабочее положение в пространстве – горизонтальное с отклонением до 5° в любую сторону;

– допускаются вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 1g в диапазоне частот от 16 до 100 Гц и до 3g в диапазоне частот от 0,5 до 15 Гц;

– шкаф выдерживает многократные ударные нагрузки продолжительностью от 2 до 20 мс с максимальным ускорением 3g.

8.5 Состав шкафа и конструктивное выполнение

В состав шкафа входят:

– корпус шкафа в сборе (каркас, двери передняя и задняя, боковые стенки, монтажная панель, крыша, дно, кабельный ввод, лампа освещения);

– клеммные ряды;

– терминалы;

– блоки наложения;

– сигнальные лампы;

– щитовые цифровые вольтметры;

– кнопки и переключатели;

– реле и контакторы;

– нагрузочные резисторы.

Шкаф двухстороннего обслуживания на лицевой двери имеет сигнальную

лампу сигнализации, кнопки управления и обзорное окно, через которое видны состояния терминалов и показания вольтметров (30), расположенных на монтажной панели. Задняя дверь глухая. Обе двери имеют замок с одинаковым ключом. Кабельный ввод расположен снизу.

На лицевой (монтажной) панели расположены сигнальные лампы состояния привода ДГР, терминалы управления ДГР и ОПФ, переключатели выбора режима управления, кнопки управления и цифровые щитовые вольтметры.

Переключатель освещения шкафа, расположенный возле лампы, имеет три положения

- включено всегда;
- выключено всегда;
- включено при открытой двери.

Питание лампы и розетки возле лампы осуществляется через однополюсный автомат.

Вся арматура шкафа (блоки сопряжения, реле, контакторы, блок питания вольтметров) устанавливается на DIN-рейку.

Монтаж всех элементов шкафа произведен проводом 0,75 мм², за исключением токовых и силовых цепей, сечение которых равно 2,5 мм². Вся внутренняя разводка закреплена нейлоновыми стяжками и уложена в пластиковые короба.

Все металлоконструкции шкафа заземлены проводом ПВЗ-4, приборы заземлены проводом ПВЗ-1,5.

8.6 Меры безопасности

Конструкция терминалов пожаробезопасна в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 и обеспечивает безопасность обслуживания в соответствии с ГОСТ 12.2.007.7-83. По требованиям защиты человека от поражения электрическим током шкаф соответствует классу 1 по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Для защиты от соприкосновения с токоведущими частями шкафа имеет оболочку.

При эксплуатации и испытаниях шкафа необходимо руководствоваться

Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

Монтаж, обслуживание и эксплуатацию терминала разрешается производить лицам, прошедшим специальную подготовку, имеющим аттестацию на право выполнения работ (с учетом соблюдения необходимых мер защиты изделий от воздействия статического электричества), хорошо знающим особенности электрической схемы и конструкцию шкафа.

Монтаж, демонтаж шкафа, его элементов, а также работы на клеммных рядах следует производить при обесточенном состоянии и принятых мерах по предотвращению поражения обслуживающего персонала электрическим током, а также сохранению шкафа от повреждения.

Перед включением и во время работы шкаф должен быть надежно заземлен.

Схема установки комбинированного шкафа представлена на рисунке 12.

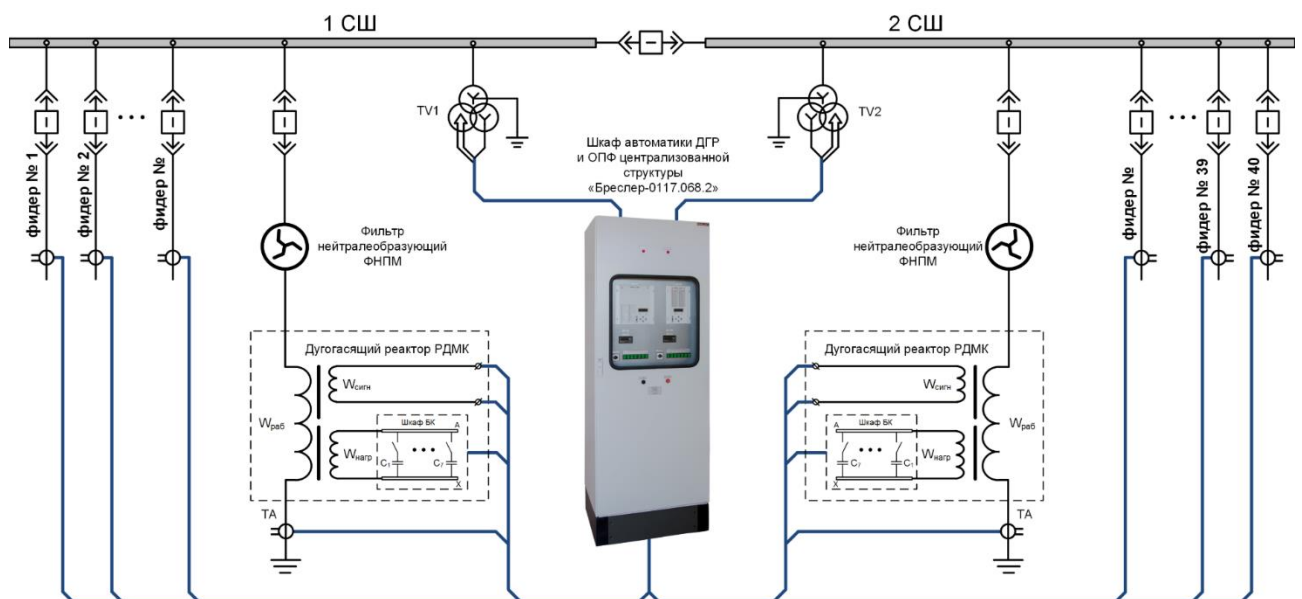


Рисунок 12 – Схема подключения шкафа Бреслер

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос оптимизации режима работы системы электроснабжения космодрома «Восточный».

Подробно осуществлен анализ существующей электрической сети электроснабжения космодрома «Восточный», из которого отмечена проблема наличия в распределительных сетях 10 кВ с изолированной нейтралью емкостных токов, величина которых нарушает требования правил электроустановок п. 1.2.16.

Решением данной проблемы возможно путем изменения режима нейтрали сетей электроснабжения 10 кВ.

Для осуществления изменения режима нейтрали в ходе выполнения выпускной квалификационной работы была проанализирована научная литература по данной тематике. Рассмотрены существующие режимы нейтралей и область их применения. Принято решение о переводе режима нейтрали на резонансно-заземленный.

Изменение режима нейтрали на резонансно-заземленный подразумевает модернизацию существующих подстанций.

Для подтверждения предположения о недопустимой величине емкостных токов замыкания на землю в сетях электроснабжения 10 кВ космодрома «Восточный» был произведен расчет токов замыкания на землю двумя способами. Необходимость изменения режима нейтрали после расчетов подтвердилась.

Для изменения режима нейтрали необходима установка дугогасящих реакторов. Проанализированы существующие типы дугогасящих реакторов, произведен сравнительный анализ и выбран тип РЗДПОМ отечественного производителя. Так как выбранный тип дугогасящих реакторов производится в России, стоимость его ощутимо ниже, чем зарубежных аналогов.

Для подключения дугогасящих реакторов необходим нейтралеобразующий трансформатор, подключение которого создает искусственную нейтраль, к которой и подключается дугогасящий реактор. Рассмотрены существующие способы создания искусственной нейтрали, выбраны фильтры нейтралеобразующие

присоединительные масляные. Их особенность в том, что первичная обмотка соединена по схеме «зигзаг», что позволяет не устанавливать вторичную обмотку. Это благоприятно сказывается на стоимости оборудования и на величине потерь холостого хода.

В качестве инновационного оборудования в данном проекте выбраны комбинированные шкафы ДГР-2 ОПФ-24, совмещающие в себе автоматику дугогасительного реактора и устройство определения поврежденного фидера.

Устройство определения поврежденного фидера на базе микропроцессорного терминала Бреслер-0117.068.

В результате изменения режима нейтрали с изолированного на резонансно-заземленный тип стало возможно электроснабжение потребителей по сетям 10 кВ при повреждении одной из фаз и замыкании на землю по оставшимся неповрежденным фазам. Это значительно повышает надежность электроснабжения, так как однофазные замыкания на землю составляют большую часть повреждений в электрических сетях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2015): ПУЭ. – М: КНОРУС, 2015. – 488 с.
- 2 Титенков С. Четыре режима заземления нейтрали / С. Титенков // Новости электротехники. – 2003. – №5 (23)
- 3 Орлов В.В. Анализ возможных режимов нейтрали в электрических сетях среднего напряжения. Статья в вестнике Вологодского Государственного Университета.
- 4 Миронов И. Режим заземления нейтрали в сетях 3-35 кВ / И. Миронов // Новости электротехники. – 2003. – №6 (24)
- 5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, РД 34.20.501–2003. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003
- 6 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: – 5-е изд., испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 350 с.
- 7 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.
- 8 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 9 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 10 СО 153–34.20.118–2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с.
- 11 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ – М.: ОАО

«СО ЕЭС», 2012. – 63 с.

12 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012 – 392 с.

13 Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрайт, 2016. – 446 с. – Серия: Университеты России.

14 Старкова, Л. Е. К вопросу компенсации емкостных токов в протяженных заводских сетях с большим сроком эксплуатации / Л.Е. Старкова, В.В. Орлов, В.П. Ананьев // Матер. III рег. межвузовской НТК. – Вологда: ВоГТУ, 2002.

15 РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ – 1993 г.

16 СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. – 2017г.

17 Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс». // Приложение к журналу, «Энергетик», выпуск 11(35) 2001, 102 с.

18 Режимы работы нейтралей трансформаторов системы электроснабжения [Электронный ресурс]. – URL:<http://electricalschool.info/main/elsnabg/799-rezhimu-raboty-nejjtralejj.html> (дата обращения: 28.05.2019).

19 Вайнштейн Р.А. Режимы заземления нейтралей в электрических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 118 с.

20 Базылев Б.И. Дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю // Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А. Спб.: Изд-во ПЭИПК, 1999. – 184 с.

21 Дугогасящие реакторы – ДГР мощностью от 250 до 1500 кВА: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cheb-transformator.com/> (дата обращения: 12.06.2019).

22 Компенсация емкостных токов замыкания на землю: [Электронный ресурс]. URL: <http://powergrids.ru/content/view/14/43/> (дата обращения: 10.06.2019).

23 СТО 34.01-3.2-008-2017 Реакторы заземляющие дугогасящие 6-35 кВ. Общие технические требования. – М.: ПАО «Россети», 2017. – 22 с.

24 Герасимов В. Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии /В. Г. Герасимов, А. И. Попов – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издат-во МЭИ, 2009. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ
Результаты расчета токов замыкания на землю

Таблица 17 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «ГПП»

Начало КЛ	Конец КЛ	Количество цепей,	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.	Емкость одной фазы, мкФ/км	Емкостной ток, А/км	Суммарный емкост- ной
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «ЗУП»	6	1x70	30	0,258	1,4	0,08
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-1»	2	3x120	180	0,323	1,76	0,63
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-2»	2	3x95	1500	0,294	1,6	4,80
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-4»	2	3x120	850	0,323	1,76	2,99
ПС 10/0,4 кВ «2-4»	ПС 10/0,4 кВ «2-5»	2	3x95	350	0,294	1,6	1,12
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-6»	2	3x95	1700	0,294	1,6	5,44
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-7»	2	3x120	2100	0,323	1,76	7,39
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-8»	2	3x120	1900	0,323	1,76	6,68
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-9»	2	3x120	4350	0,323	1,76	15,31
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	ПС 10/0,4 кВ «2-10»	2	3x120	570	0,323	1,76	2,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 18 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «Восточная»

Начало КЛ	Конец КЛ	Количество цепей, шт.	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.	Емкость одной фазы, мкФ/км	Емкостной ток, А/км	Суммарный емкостной ток, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 220/10 кВ «Восточная»	ЦРП 10 кВ «ДЦ»	6	1x185	1785	0,387	2,1	7,49
ПС 220/10 кВ «Восточная»	ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	6	1x240	1180	0,429	2,33	5,49
ПС 220/10 кВ «Восточная»	ЦРП 10 кВ «ГП96»	6	1x400	4515	0,531	2,89	26,09
ПС 220/10 кВ «Восточная»	ТП 10/0,4 кВ «ГП201»	2	3x50	1575	0,229	1,25	3,93
ПС 220/10 кВ «Восточная»	ПС 10/0,4 кВ «10»	2	3x70	1400	0,258	1,4	3,92
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «3»	2	3x70	300	0,258	1,4	0,84
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «4»	2	3x70	300	0,258	1,4	0,84
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «12»	2	3x70	210	0,258	1,4	0,58
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «13»	2	3x70	295	0,258	1,4	0,82

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»	ПС 10/0,4 кВ «14»	2	3x70	400	0,258	1,4	1,12
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «309»	2	3x70	2115	0,258	1,4	5,92
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «91»	2	3x120	390	0,323	1,76	1,37
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «89»	2	3x120	490	0,323	1,76	1,72
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «92»	2	3x120	395	0,323	1,76	1,39
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «88»	2	3x120	405	0,323	1,76	1,42
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «93»	2	3x120	410	0,323	1,76	1,44
ЦРП 10 кВ «ГП96»	ТП 10/0,4 кВ «90»	2	3x120	245	0,323	1,76	0,86

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 19 – Перечень кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС «СК-1»

Начало КЛ	Конец КЛ	Количество цепей, шт.	Сечение КЛ	Длина КЛ, м.	Емкость одной фазы, мкФ/км	Емкостной ток, А/км	Суммарный емкостной ток, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ЦРП 10 кВ «ТК»	6	1х240	2250	0,429	2,33	10,48
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ЦРП 10 кВ «СК»	2	3х150	7550	0,357	1,94	29,29
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «10»	2	3х95	1250	0,294	1,6	4,00
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «17»	2	3х95	900	0,294	1,6	2,88
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «15»	2	3х95	550	0,294	1,6	1,76
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «28»	2	3х95	880	0,294	1,6	2,81
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-19»	2	3х95	3300	0,294	1,6	10,56
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-20»	2	3х95	3500	0,294	1,6	11,20
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-11»	2	3х185	8025	0,387	2,1	33,70

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110/10 кВ «СК-1»	ПС 10/0,4 кВ «3-30»	6	1x120	1390	0,323	1,76	4,89
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «1»	2	3x95	270	0,294	1,6	0,86
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «2»	2	3x95	360	0,294	1,6	1,15
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «5»	2	3x95	240	0,294	1,6	0,76
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «6»	2	3x95	380	0,294	1,6	1,21
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «7»	2	3x50	250	0,229	1,25	0,62
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «14»	2	3x95	220	0,294	1,6	0,70
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «18»	2	3x95	220	0,294	1,6	0,70
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «21»	2	3x50	420	0,294	1,6	0,70
ЦРП 10 кВ «ТК»	ПС 10/0,4 кВ «22»	2	3x50	650	0,229	1,25	1,05
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.3»	2	3x70	250	0,229	1,25	1,62
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.4»	2	3x70	350	0,258	1,4	0,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.5»	2	3x70	450	0,258	1,4	0,98
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.6»	2	3x70	200	0,258	1,4	1,26
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.7»	2	3x70	200	0,258	1,4	0,56
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «соор.10»	2	3x70	300	0,258	1,4	0,56
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24А»	2	3x70	1110	0,258	1,4	0,84
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Б»	2	3x70	450	0,258	1,4	3,10
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24В»	2	3x70	550	0,258	1,4	1,26
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Г»	2	3x70	650	0,258	1,4	1,54
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «24Д»	2	3x70	1100	0,258	1,4	1,82
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-1»	2	3x70	650	0,258	1,4	3,08
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-2»	2	3x70	650	0,258	1,4	1,82
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-3»	2	3x70	800	0,258	1,4	1,82

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
ЦРП 10 кВ «СК»	ТП 10/0,4 кВ «ТП-8»	2	3x70	9850	0,258	1,4	2,24
ПС 10/0,4 кВ «3-11»	ПС 10/0,4 кВ «3- 12»	2	3x70	420	0,258	1,4	27,58
ПС 10/0,4 кВ «3-11»	ПС 10/0,4 кВ «3- 13»	2	3x70	950	0,258	1,4	1,17
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3- 31»	3	1x50	935	0,258	1,4	2,66
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3- 32»	3	1x50	3400	0,229	1,25	1,16
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3- 33»	3	1x50	1950	0,229	1,25	4,25
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3- 34»	3	1x50	935	0,229	1,25	2,43
ПС 10/0,4 кВ «3-30»	ПС 10/0,4 кВ «3- 35»	3	1x50	1540	0,229	1,25	1,16