

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт
систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук

На правах рукописи



Осинцев Кирилл Анатольевич

ОЦЕНКА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДУШНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 20 кВ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

член-корреспондент РАН,
доктор технических наук,
профессор
Воропай Николай Иванович

Иркутск – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ.....	11
1.1. Постановка задачи	11
1.2. Структура воздушных электрических сетей пригородных и сельскохозяйственных районов среднего напряжения различных стран	12
1.3. Выбор между одним или двумя уровнями напряжения, а также его величиной.	12
1.4. Выбор между радиальной структурой и петлевой структурой с двумя или более замкнутыми источниками.....	14
1.5. Опыт перевода сетей СН на повышенное напряжение.....	17
1.6. Типовые режимы заземления нейтрали в сетях СН. Требования нормативных документов.....	21
1.7. Режимы заземления нейтрали в сетях СН в различных странах мира.....	23
1.8. Организация релейной защиты и автоматизации распределительных сетей СН. Защита воздушных линий распределительных сетей СН.....	38
1.9. Постановка задач диссертации.....	46
1.10. Выводы по главе 1	48
ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ	49
2.1. Постановка задачи	49
2.2. Аспекты перевода воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 кВ. Интегральные параметры сетей	49
2.3. Техничко-экономические аспекты применения ВЛ 20 кВ	53

2.4.	Технико-экономические аспекты применения ТП 20 кВ	54
2.5.	Сравнение вариантов сети 10 и 20 кВ.....	55
2.6.	Вопросы оптимизации параметров электрической сети	57
2.7.	Вопросы выбора предпочтительной топологии электрических сетей среднего напряжения	60
2.8.	Аспекты перевода воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 или 35 кВ	62
2.9.	Выводы по главе 2	67
ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НИЗКООМНОГО РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ		70
3.1.	Постановка задачи.....	70
3.2.	Выбор тока однофазного замыкания на землю в городских кабельных сетях 20 кВ	70
3.3.	Выбор тока однофазного замыкания на землю в воздушных сетях 20 кВ ...	76
3.4.	Выводы по главе 3	82
ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА ПИЛОТНОГО УЧАСТКА 10(6) кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 20 кВ		84
4.1.	Постановка задачи	84
4.2.	Описание пилотного участка.....	84
4.3.	Расчеты режимов работы электрической сети до перевода пилотного района на 20 кВ.....	86
4.4.	Анализ пропускной способности электрических сетей 6-20 кВ РЭС	88
4.5.	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети 10 кВ для пилотного участка в Зарайском РЭС	92
4.6.	Экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети 10 кВ. Расчет дисконтированных затрат.....	93

4.7. Выводы по главе 4	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ А. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ДЛЯ СЕТИ 20 кВ С ПРЕОБЛАДАНИЕМ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 10-20 кВ ПИЛОТНОГО РАЙОНА В ЗАРАЙСКОМ РЭС	153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Обоснование целесообразности применения электрических сетей 20 кВ в нашей стране имеет долгую историю. Еще в середине прошлого века оно то включалось, то исключалось из шкалы номинальных напряжений. Утверждалось (А.А. Глазунов, С.А. Геликонский), что введение напряжения 20 кВ является нерациональным. Однако были и другие, противоположные мнения (А.Г. Захарин, Я.М. Червоненкис и др.); к примеру, было обосновано, что «...в воздушных сетях значительно меньших затрат денег, цветного металла и особенно трансформаторной мощности требует в широком диапазоне плотностей нагрузки система 110/20 кВ с непосредственной трансформацией 20/0,4 кВ ...».

Принципы формирования распределительных воздушных электрических сетей закладывались российскими (Будзко И.А., Глазунов А.А., Федосенко Р.Я., Тисленко В.В., Прусс В.Л. и др.) и зарубежными специалистами (Р. Пелисье, Р. Биллингтон, Т. Гонен, И. Рамирез-Росадо и др.). При этом первое, по-настоящему массовое строительство электрических сетей 20 кВ в стране началось в начале 2000-х годов в Москве. К настоящему времени введено более 1000 км кабельных линий (КЛ) соответствующего класса напряжения. Решения по строительству КЛ 20 кВ интенсивно прорабатываются в Санкт-Петербурге и Екатеринбурге. На первых этапах принятия решений российскими специалистами во внимание принимался опыт западноевропейских стран (в первую очередь Франции), где сети 20 кВ представлены широко со второй половины XX века. В результате такого подхода (по сути – копирования) был упущен ряд важных причинно-следственных связей в структуре и параметрах сети сравнительно новой для нас ступени напряжения, что было показано в диссертации А.В. Майорова.

Воздушные сети 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов, имеющие существенную специфику, до сих пор в стране массово не применялись. Строительство таких сетей ведется лишь в Ханты-Мансийском автономном округе на базе зарубежных специфических технологий в условиях необходимости

передачи сравнительно больших мощностей на относительно дальние расстояния. Подобный вопрос прорабатывается и для условий Московской области. Возникает закономерный вопрос: имеется или нет технико-экономическая эффективность применения номинального напряжения 20 кВ не только в кабельных, но и воздушных электрических сетях?

Цель работы. Целью диссертационной работы являлась научно обоснованная оценка и обеспечение эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ (здесь и далее – в пригородных и сельскохозяйственных районах).

Для достижения поставленной цели в работе необходимо было **решить следующие первоочередные задачи:**

– определить и подвергнуть анализу интегральные параметры воздушных электрических сетей среднего напряжения обширного региона крупной электросетевой компании европейской части страны;

– произвести оптимизацию параметров воздушной электрической сети на базе разработанной модели сети;

– обосновать предпочтительность в электрических сетях среднего напряжения сокращенной системы номинальных напряжений 110/20 кВ взамен расширенной 110/6–10–20–35 кВ;

– произвести выбор параметров низкоомного резистивного режима заземления нейтрали воздушных электрических сетей 20 кВ;

– выполнить технико-экономическое обоснование целесообразности перевода пилотного участка сети 6–10 кВ на напряжение 20 кВ.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются воздушные электрические сети 20 кВ. Предмет исследования – структура и параметры этих сетей.

Достоверность основных теоретических положений и выводов исследований обеспечивается непротиворечивостью реализации выбранных методологических подходов, логикой построения работы, адекватностью

комплекса методов исследования целям и задачам исследования, а именно привлечением обширных статистических данных по структуре и параметрам электрических сетей, установлением причинно-следственных связей основных влияющих факторов, применением методов математического моделирования, проведением оптимизационных расчетов с проверкой чувствительности результатов, а также опытом проектирования и эксплуатации распределительных сетей среднего напряжения и сравнением с предыдущими результатами работ, полученными другими авторами.

Научная новизна работы состоит в решении научно-технической задачи, имеющей существенное значение для электроэнергетической отрасли и заключающейся в разработке научно-обоснованных решений по построению воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ:

1. Выявлены причинно-следственные связи в структуре и параметрах воздушных электрических сетей 10(6) кВ, а также определен диапазон расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок. На основании этого определены интегральные параметры воздушных электрических сетей среднего напряжения обширного региона, что позволило обоснованно подойти к выбору расчетных условий при исследовании принципов построения сетей, а также оценить рациональность ранее принятых решений.

2. Выполнено многофакторное исследование системы номинальных напряжений воздушной электрической сети в диапазоне 110/6–10–20–35 кВ, что позволило рекомендовать переход в сетях среднего напряжения к максимально сокращенной системе номинальных напряжений 110/20 кВ.

3. Обоснована необходимость использования и определены параметры низкоомного режима заземления нейтрали воздушной электрической сети 20 кВ, учитывающие структуру и параметры электрической сети, надежность работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), требуемые значения сопротивлений заземляющих устройств, номинальные мощности

трансформаторов, ограничения по электробезопасности. Предложены соответствующие методические положения.

4. На основе комплексного исследования влияния различных факторов обоснована предпочтительная конфигурация сети, предусматривающая максимальное упрощение структуры и унификацию топологии сети.

5. Обоснованы научно-технические решения по применению воздушных электрических сетей 20 кВ на пилотном участке района электрических сетей.

Практическое значение и внедрение. Разработанный подход к решению поставленных задач и полученные на его основе научно-обоснованные решения позволяют более рационально с технической и экономической позиций подойти к сооружению воздушных электрических сетей 20 кВ и переводу действующих сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ. Полученные в работе результаты могут служить основой для разработки методических указаний по проектированию воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ.

Основные положения, выносимые на защиту. На защиту выносятся результаты работы, составляющие научную новизну и относящиеся к специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» в части пунктов «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике» (п. 9) и «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов» (п. 10):

1. Методика и результаты определения интегральных параметров воздушных электрических сетей среднего напряжения на основе анализа причинно-следственных связей в их структуре и параметрах и определения диапазона расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок.

2. Обоснованные рекомендации по оптимальной системе номинальных напряжений воздушных электрических сетей среднего напряжения.

3. Обоснованная рациональная унифицированная конфигурация воздушных электрических сетей 20 кВ.

4. Методический подход к обоснованию целесообразности использования и предпочтительные параметры низкоомного резистивного режима заземления нейтрали воздушных электрических сетей 20 кВ.

Апробация работы. Положения работы докладывались и обсуждались на семи международных и Российских научно-технических конференциях, а именно: 89-е заседание международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2017, Чолпон-Ата (Киргизия); 90-е заседание международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2018, Иркутск (Россия); 93-е заседание международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2021, Волжский, Россия; VIII Международная молодежная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», 2017, Самара (Россия); XXIV международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», 2018, Москва (Россия); III Всероссийская конференция «Технико-экономические аспекты развития электрических сетей 20 кВ», 2017, Москва (Россия); V Всероссийская научно-техническая конференция «Развитие и повышение надежности эксплуатации распределительных электрических сетей», 2019, Москва (Россия).

В полном объеме диссертация докладывалась на 93-м заседании международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2021, Волжский, Россия.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 13 статей, в том числе пять статей в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ, а также две статьи, включенные в базы научного цитирования Web of Science и Scopus.

Структура и объем работы. Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, заключение, список литературы, состоящий из 88 библиографических наименований, и два приложения. Общий объем работы составляет 155 страниц, в том числе 48 таблиц и 30 рисунков.

Личный вклад. Результаты, составляющие новизну и выносимые на защиту, получены лично автором и обсуждались с научным руководителем. В совместных работах автору принадлежат формулировки задач, выбор методов их решения и оценка эффективности предлагаемых мероприятий. Конфликт интересов с соавторами отсутствует.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

1.1. Постановка задачи

В России напряжение 20 кВ появилось не так давно. К настоящему времени решения по кабельным электрическим сетям 20 кВ в определенной мере отработаны в системах электроснабжения крупных городов страны. При этом незаслуженно обойдены вниманием воздушные электрические сети пригородных и сельскохозяйственных районов.

Существует практика нового строительства воздушных линий 20 кВ в Ханты-Мансийском Автономном Округе компанией АО «Югорская региональная электросетевая компания» («ЮРЭСК») [1, 2, 3].

Специалистами компании был изучен опыт скандинавских стран (Швеция, Норвегия, Финляндия) по развитию сетей 20 кВ в сложных климатических условиях на труднодоступных территориях. Обоснованность внедрения сетей напряжением 20 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры вызвана региональной спецификой электропотребления, характерной особенностью которой является требование по передачи на сравнительно дальние расстояния (порядка 40-50 км) относительно небольших мощностей. При такой удаленности населенных пунктов применение традиционных сетей 10 кВ нецелесообразно из-за высоких технологических потерь, а построение сетей 35 кВ оказывается существенно дороже, т.к. линия 35 кВ, и особенно понижающие подстанции 35/10 кВ и 35/6 кВ, являются более дорогими элементами сети.

Что касается решений по переводу электрических сетей напряжением 6-10 кВ на напряжение 20 кВ, то такого опыта в России пока нет. За рубежом активно используют напряжение 20 (22) кВ, а также в ряде стран имеется опыт перевода сетей более низкого напряжения на 20 кВ (см. п. 1.4-1.6.).

Одним из важнейших аспектов перевода сети более низкого напряжения на 20 кВ является проблема выбора режима (способа) заземления нейтрали. Определение режима заземления нейтрали - крайне важный вопрос как при проектировании, так и при эксплуатации или реконструкции электрической сети.

Способ заземления нейтрали влияет на ток в месте повреждения, обеспечение бесперебойности электроснабжения, уровень изоляции электрооборудования, схему построения релейной защиты, допустимое сопротивление контура заземления подстанции, безопасность персонала и электрооборудования при однофазных коротких замыканиях, перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании и выбор ограничителя перенапряжения (ОПН) для защиты от перенапряжений,

Учитывая вышеперечисленное можно сделать вывод, что способ заземления нейтрали оказывает влияние на большое количество технических решений, применяемых в электрической сети.

Далее приведены исследования структуры воздушных электрических сетей пригородных и сельскохозяйственных районов среднего напряжения и режимов заземления нейтрали, организации релейной защиты и автоматики в ряде стран. Материалы данной главы опубликованы автором и в соавторстве в работах [4-6].

1.2. Структура воздушных электрических сетей пригородных и сельскохозяйственных районов среднего напряжения различных стран

При определении структуры сетей среднего напряжения (СН) должны быть решены три основных проблемных вопроса выбора [7]:

- Одного или двух классов напряжения, а также их величину;
- Способа заземления нейтрали сети;
- Радиальной либо петлевой структуры с двумя или более замкнутыми источниками питания;

В то же время, вышеперечисленные проблемные моменты связаны друг с другом, а в особенности последние два в части различия построения релейной защиты в зависимости от повреждений в сети.

1.3. Выбор между одним или двумя уровнями напряжения, а также его величиной.

В данном вопросе решающим фактором является расстояние (удаленность) между подстанциями СН/НН и плотность нагрузок обслуживаемого района [7].

Выбор двух уровней напряжения оправдывается в областях с небольшой плотностью нагрузки, позволяющий запитать подстанции СН/НН одной электрической сетью СН с невысоким номинальным напряжением 5-10 кВ, хорошо приспособленным к небольшим нагрузкам. Однако данный выбор исключает применение протяженных линий электропередачи.

При большой плотности нагрузки или ее «точечного» расположения в районе применение линий электропередачи с одним повышенным номинальным напряжением (20-35 кВ) будет более предпочтительным. Это решение позволяет избежать дополнительной трансформации напряжения (к примеру, в России 110/35/10 кВ и 110/20 кВ, что также предложено для Китая в [8-10]), а также уменьшить протяженность линий НН, на долю которых приходятся основные потери, с помощью длинной передачи по СН и установки трансформаторных подстанций (ТП) СН/НН непосредственно у каждого потребителя.

В некоторых сельских сетях применяется два уровня напряжений. В СССР в виду исторического развития использовались классы напряжений 10 и 35 кВ в сельских сетях. Класс напряжения 10 кВ распространился с начала развития первых распределительных сетей (также как в Германии), затем в связи с ростом мощности появилась необходимость в промежуточном уровне напряжения между 10 кВ и сетью 110 кВ [11].

Электрические сети 11 кВ Великобритании питаются преимущественно от сетей 33 кВ. При этом подстанций 33 кВ/НН практически отсутствуют. Одним из преимуществ для Великобритании является то, что для линии 11 кВ проще выполнить изоляцию, что особенно важно для страны, находящейся под воздействием влажного морского климата.

В большей части электрических сетей прочих европейских стран присутствует лишь один класс среднего напряжения - 10, 15 или 20 кВ (в случае скандинавских стран и Германии).

Применяемые в США уровни напряжений несут районный характер, кроме того, там исторически сложилась практика эксплуатации (в т.ч. в настоящее время) электрической сети 4 кВ, что создает необходимость применению добавочного

инного класса напряжения, однако больше всего наблюдаются тенденции [15, 16] к исчезновению меньшего уровня напряжения и к ограниченному применению данного класса напряжения в локальных распределительных электрических сетях для питания индивидуальных потребителей.

При электрификации сельской местности в развивающихся странах появляются аналогичные проблемы, как и в Европе, но при этом в результате технологического развития принимаются новые технические решения. Например, осуществляется переход с 11 кВ к 20 кВ при выборе СН, при этом в европейских странах широко были развиты электрические сети 3, 5, 6 или 10 кВ. На практике принятие решения по выбору уровня напряжения в значительной степени определяется в зависимости от позиции привлекаемых экспертов, которые зачастую отдают предпочтение уровню напряжения, применяемому в их странах.

1.4. Выбор между радиальной структурой и петлевой структурой с двумя или более замкнутыми источниками

Определяющими критериями для принятия решения по данному вопросу являются следующие факторы [7]:

- Категорийность потребителей и, как следствие, надежность электроснабжения;
- Возможность разделения структуры на более мелкие части;
- Техничко-экономическое сравнение вариантов, как основа выбора.

Радиальная разветвленная структура (рисунок 1) легла в основу воздушных электрических сетей пригородных и сельскохозяйственных районов СН в связи со своей дешевизной и отсутствием высокой категорийности у потребителей.

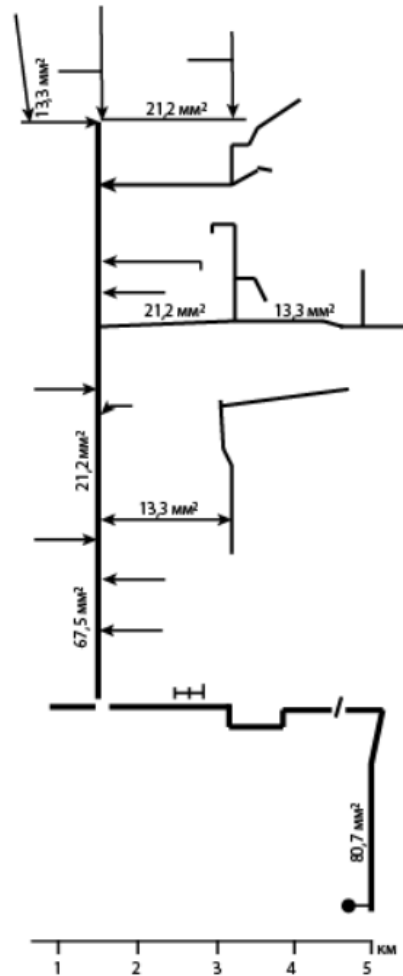


Рисунок 1 – Сеть напряжением 13,2 кВ, расположенная на севере от Далласа, обслуживающая жилую зону с низкой плотностью населения

- Потребители, находящиеся в зоне обслуживания данных сетей СН, обеспечиваются качественным электроснабжением за счет ряда факторов, таких как автоматический поиск замыкания на землю, проведение работ под напряжением для избежания его отключения и др.

Но в некоторых случаях, в частности в Германии, сельские сети соединены в кольцо и запитываются от двух или более подстанций ВН/СН (рисунок 2). В случае аварии на стороне ВН (как правило - 60 кВ) требуется устранить «возврат мощности» сетью СН, запитанной от одной или более подстанций, за счет реле обратной мощности.

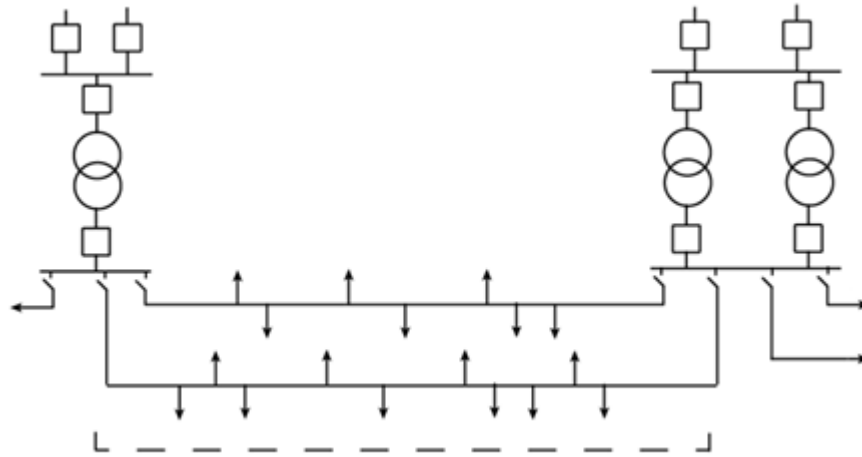


Рисунок 2 – Схема сложноразветвленной сети СН

В различных странах характеристика нагрузок сельских сетей СН отличается, ввиду различий в их структуре.

Наиболее распространенными являются радиальные сети СН, при этом имеются особенности, в частности, в США и европейских странах структура сельских и городских сетей отличается. В США сети СН преимущественно также имеют радиальную структуру. При этом магистральные линии, в отличие от отходящих от ПС трехфазных фидеров, выполнены меньшим количеством фаз что приводит к необходимости иметь нейтраль у всех линий. В сети СН устанавливаются понижающие однофазные трансформаторы с предохранителями на зажимах со стороны среднего напряжения, встроенным автоматическим выключателем и разрядниками со сторон высшего и низшего напряжения [12,13].

ЛЭП СН содержат индуктивные регуляторы напряжения, а на протяженных ЛЭП зачастую размещают также регуляторы напряжения других типов. Кроме того, на некоторых опорах размещаются 1-3 однофазных батареи конденсаторов, соединенные с линией СН, которые защищены предохранителями [14].

Сети СН в США до 1960-х годов реализовывались в воздушном исполнении в большей части на деревянных опорах с их хорошей изоляцией на средних напряжениях и возможностью нести сразу несколько линий СН. Из-за влияния общественности, взволнованной вопросами сохранения окружающей среды, в зонах с жилой застройкой воздушные сети были переведены в кабельные, кроме

того прокладка КЛ является упрощенной, т.к. согласно местным требованиям ее можно осуществлять на меньшей глубине, чем в странах Европы [17].

1.5. Опыт перевода сетей СН на повышенное напряжение

Этот вопрос вызывал серьезный интерес в 60-х и 70-х гг. прошлого века. Тогда, в ходе обширной электрификации сельских районов стран, находящихся по обе стороны Атлантического океана, возникла потребность в серьезном увеличении пропускной способности старой электрической сети, а также в построении новых линий, которые могли бы передавать сравнительно высокие мощности на относительно большие расстояния с минимальными потерями электроэнергии. Каждая страна решала этот вопрос по-своему, исходя из внутренних особенностей потребления электроэнергии.

Тогда же, решался вопрос о самой структуре электроснабжения сельских сетей. К примеру, в СССР предлагалось несколько вариантов [18-22]:

- 110/35/10 кВ, где роль центров питания выполняли ПС 110 кВ, далее мощность передавалась на опорные ПС 35 кВ, а затем обширной сетью распределялась по ТП 10/0,4 кВ;

- 110/20 кВ, в данном случае опорную роль играли ПС 110 кВ, что сказывалось на их количестве. От них мощность передавалась на уровне напряжения 20 кВ непосредственно к потребителю, что серьезно уменьшало протяженность сетей 0,4 кВ;

- 110/35 кВ, этот вариант схож с предыдущим и различается только уровнем напряжения распределительной сети, что сказывается на стоимости его сооружения.

В итоге было принято решение использовать систему 110/35/10 кВ, исходя из ситуации в электроэнергетике на тот период. Выбранный вариант не предполагал реконструкцию линий СН на повышенное напряжение.

Текущее положение диктует нам другие условия. Выросли нагрузки, повысилась их плотность, усовершенствовались технологии. В связи с этим, преимущество используемой системы перед другими уже не столь велико, как

раньше, и вопрос перевода воздушных электрических сетей пригородных и сельскохозяйственных районов СН снова встал перед отечественными учеными.

Для правильного его решения изучим зарубежный опыт в этом вопросе.

Латвийская ССР

К середине 50-х гг. в Латвии возник вопрос о переводе линий 10-15 кВ, которые составляли основу распределительной сети СН, на повышенный класс напряжения [23].

Согласно рекомендациям Института энергетики Академии наук Латвийской ССР, оптимальный радиус действия сети 20 кВ был принят, в зависимости от плотности нагрузки, в пределах 30-50 км.

Схема распределительной сети 20 кВ принята радиальная с резервными связями, как по сети, так и по источнику питания. Распределительные и питающие сети запроектированы совмещенными, т.е. к магистральным линиям подключаются отпайками потребители, расположенные в зоне действия этих магистралей.

Магистральные линии, ориентированные в основном вдоль дорог, имели разрывы на переключательных пунктах, где устанавливались выключатели с защитой с минимальной выдержкой времени и АПВ. На отходящих от районных подстанций линиях также установлена защита и АПВ с выдержкой времени на одну ступень больше, чем на переключательных пунктах. На отпайках установлены силовые предохранители. Магистралы по длине секционированы выключателями для возможности выделения поврежденного участка сети. В случае повреждения или ремонта на участке сети, резервирование могло осуществляться от соседней линии и от соседней районной подстанции [23].

Особенность разработанной схемы перевода состоит в том, что по мере роста нагрузок и увеличения потерь напряжения в линиях 20 кВ имеется возможность, путем строительства дополнительных подстанций 110/20 кВ, расчленив каждую магистральную линию на две части (при помощи переключательного пункта с нормально разомкнутым разъединителем) и обеспечить питание с другой стороны.

Такой метод увеличения пропускной способности не требует реконструкции существующих сетей.

Латвийские инженеры при реконструкции стремились максимально использовать имеющуюся сеть 10 кВ, стоимость которой составляет 65-75% всей стоимости распределительной сети. Сохранить сеть 10 кВ практически без изменений, увеличив ее пропускную способность в 2 раза, возможно путем перевода сети напряжением 10 кВ на напряжение 20 кВ с резистивным заземлением нулевой точки. При этом потребуется перестроить трансформаторные подстанции 110/10 кВ на подстанции 110/20 кВ, т.е. можно заменить трансформаторы, либо путем небольших переделок из трансформатора 110/10 кВ получить трансформатор 110/20 кВ. Также, есть возможность использования трансформаторов 110/35/10(6) после его реконструкции на напряжение 110/20/10(6). Кроме того, потребуется реконструкция трансформаторных подстанций с 10/0,4 на 20/0,4 кВ.

Сохранение сети 10 кВ при ее реконструкции вполне возможно также и при переводе с 10 на 20 кВ с заменой штыревых изоляторов 10 кВ на напряжение 20 кВ. Конструкция опор 20 кВ аналогична конструкции опор 10 кВ, и поэтому при перестройке этой сети на 20 кВ изменять расстояние между крюками (штырями) нет необходимости [23].

Для определения экономической целесообразности повышения пропускной способности распределительной сети 10 кВ путем перевода ее на высшее номинальное напряжение было проведено технико-экономическое сравнение. При этом рассматривались три варианта повышения пропускной способности распределительной сети при трех-четырекратном увеличении поверхностной плотности нагрузки:

1. Глубокий ввод линии 35 кВ, удвоение числа ТП 35/10 кВ и уменьшение в 2 раза радиуса линий 10 кВ;

2. Перестройка подстанций 35/10 кВ в подстанции 35/20 кВ или в ПС 110/20 кВ с соответствующим развитием распределительной сети 110 кВ и перестройка сети 10 на 20 кВ с заменой линейной изоляции. При этом

предусматривается реконструкция всех ТП, замена штырей и штыревых изоляторов и частичная замена траверсы на угловых опорах и анкерных опорах;

3. То же, что и в предыдущем пункте, но с резистивным заземлением нейтрали в сети 10 кВ. При этом не потребуется менять штыри (крюки) и штыревые изоляторами.

Наиболее выгодным вариантом был признан третий [23].

Центральная Европа

Для Федеративной Республики Германия (ФРГ) наиболее перспективной признана система 380/110/20/0,4 кВ. Сети 20 кВ с непосредственной трансформацией на 0,4 кВ, возникшие в ФРГ лишь в 20-х гг, успешно вытесняли 15 кВ в сетях пригородных и сельскохозяйственных районов и напряжение 4-6 кВ в сетях средних и малых городов [24].

Так в основной энергосистеме центральной части ФРГ к 1958 г. 40% распределительных сетей питалось на 15 кВ, 60 % - на 20 кВ. Сеть питала сельские районы площадью 3600 км² и четыре небольших города. Сравнение между усилением сети 15 кВ и переводом на 20 кВ в течение 20-летнего срока показало, что вариант перевода дает на всем рассматриваемом промежутке времени значительную экономию расчетных затрат, доходящую в отдельные годы до 35%. Экономия достигается, как за счет сокращения потерь, так и за счет отсрочки во вводе дополнительных центров питания. Соответственно было принято решение перевести всю распределительную систему 15 кВ с нагрузкой 74 МВт на 20 кВ.

Подготовка к переводу была начата в 1953 г. – за 5 лет до начала перевода. За это время на всех центрах питания было установлено по меньшей мере по одному трансформатору, допускающему переключение на 20 кВ, в количестве 30% от общей потребности. Сам перевод был произведен по участкам в течение 1958-1962 гг. Перевод одного участка продолжался в среднем 8 суток. Ежедневно переводилось на 20 кВ около 20 км воздушных линий. В отдельных точках – на стыках распределительных сетей 15 и 20 кВ – были установлены автотрансформаторы связи 15/20 кВ. Имела место практика временного сохранения ранее используемой изоляции после перевода на повышенное

напряжение. Такие решения использовались в сельских районах, в отсутствии промышленных предприятий поблизости, а также и в других экологически чистых районах с малым загрязнением воздуха [25].

В ряде городов трансформаторные пункты 6 кВ использовались на 20 кВ, в связи с тем, что трансформатор 20/0,4 по габаритам в состоянии разместиться на месте трансформатора 6(10)/0,4 после изменений, связанных с удобством подводки фаз к его вводам. Сеть 20 кВ состоит из радиальных магистральных линий с ответвлениями к отдельным населенным пунктам. Кольцевание осуществлялось через ответвления. Для магистралей и ответвлений используются одни и те же сталеалюминовые провода. Дальнейшее усиление сетей планируется вести с помощью установки шунтовых конденсаторных батарей. Порядка 20 городов имеют напряжение 20 кВ. Аналогичные процессы также происходили во Франции, Бельгии, Австрии, Финляндии [26, 27].

1.6. Типовые режимы заземления нейтрали в сетях СН. Требования нормативных документов

В настоящее время нормативных документов выбора режима заземления нейтрали для сетей 20 кВ нет, и этот вопрос четко не регламентирован для всех сетей СН.

Требования к способу заземления нейтрали и заземлению электроустановок в сетях СН определяются в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ). Особенностью установленных в ПУЭ способов заземления нейтрали являются ожидаемые напряжения прикосновения, которые возникают при коротких замыканиях на землю. Мероприятия по защите людей, животных и электрооборудования при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) рассмотрены как в ПУЭ, так и в ГОСТ [28, 29].

Однако в вышеуказанных документах присутствует ряд противоречий и некоторые устаревшие положения. С 2003 года в седьмой редакции ПУЭ для электрических сетей напряжением 6–35 кВ в России разрешены к применению все принятые в мировой практике режимы заземления нейтрали (кроме глухого заземления), в том числе резистивное заземление.

В действующем Положении ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [30], определено, что «электрическая сеть напряжением 20 кВ мегаполиса, как правило, должна проектироваться с применением низкоомного резистивного заземления нейтрали с автоматическим отключением замыканий на землю».

Вместе с тем проводится работа по формированию стандартов организаций, которые бы регламентировали вопросы, связанные с применением резистивного и комбинированного заземления нейтрали: принципы, условия и область использования, выбор типа резисторов – высокоомных или низкоомных, вариантов включения резисторов, схемных решений с выработкой методик и рекомендаций, требуемых как при проектировании оборудования, так и при эксплуатации.

К настоящему времени введены в действие следующие документы:

- РД-13.260.002-КТН-166-08 «Технические решения на систему защиты электрооборудования ЗРУ 6-10 кВ НПС и линейной части МН от перенапряжений при замыканиях на землю в сетях 6–10 кВ»;
- СТП-МРСК-64-723.01-09 «Выбор режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6, 10 и 35 кВ филиалов ОАО «МРСК Волги».
- СТО Газпром 2-1.11-070-2006 «Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» [31];

Кроме того, ГПО «Белэнерго» введен в действие стандарт СТП 09110.20.187-09 «Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6–35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор» (2009 г.) [32]. Данный стандарт - наиболее подробный и комплексный документ, в котором отражены условия выбора и эксплуатации резистивного заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6–35 кВ [33].

1.7. Режимы заземления нейтрали в сетях СН в различных странах мира

В общемировой практике применяются следующие режимы заземления нейтрали сетей СН 6-35 кВ (за рубежом для сетей напряжений 1-69 кВ используется термин «среднее напряжение») [34-38].

На рисунке 3 представлены схематические обозначения различных способов заземления нейтрали.

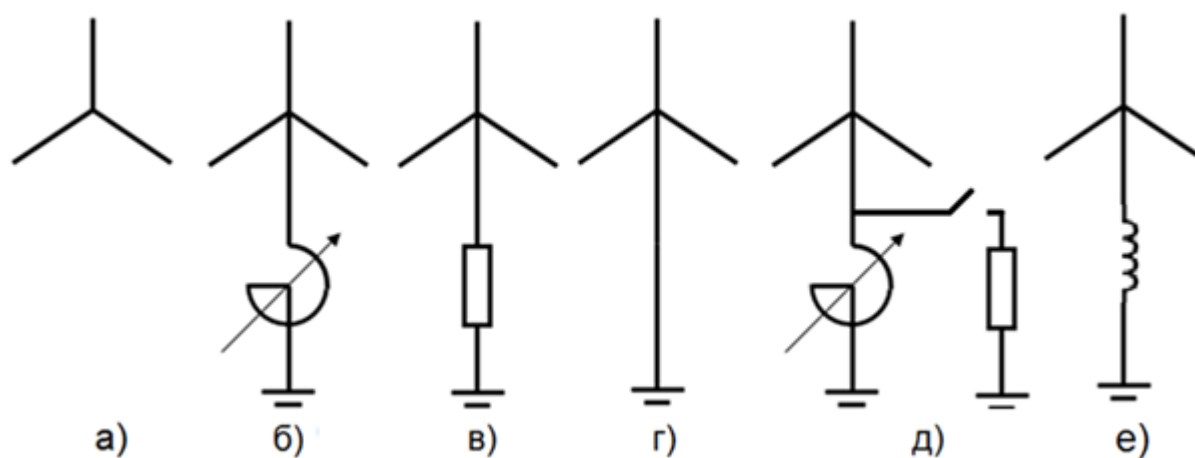


Рисунок 3 – Схематичное обозначение способов заземления нейтрали

• Изолированная нейтраль (рисунок 3 а)

При таком режиме заземления отсутствует электрическая связь между нейтральной точкой и заземляющим контуром и при аварии ток КЗ будет небольшим из-за отсутствия проводящего контура. При этом между различными цепями и разноименными фазами электрической сети и между любым проводником и землей существуют емкостные связи. Таким образом, присутствует связь электрической сети с землей через распределенную емкость нулевой последовательности фазных проводников.

В России все еще широко используется режим изолированной нейтрали, где большая часть распределительных сетей (до 70% в зависимости от региона) эксплуатируется с данным способом заземления нейтрали. При этом из-за широко

известных минусов данного способа заземления большая часть стран Европы и ряда прочих стран перестали применять данный способ заземления нейтрали. [39].

- **Заземленная через дугогасящий реактор (ДГР) (рисунок 3 б)**

В электрических сетях с компенсацией емкостного тока заземление нейтрали электроустановок происходит через дугогасящий реактор. Одной из особенностей такого способа заземления является необходимость перенастройки резонансного контура при изменении распределенных параметров контура нулевой последовательности. Наилучший эффект от применения заземления через ДГР может быть получено в сети быстрым срабатыванием автоматики управления реактором или при минимальном изменении конфигурации сети.

В электрических сетях среднего напряжения России и многих стран Европы все более важным становится вопрос компенсации больших токов замыкания на землю и ограничения составляющих тока для обеспечения самогашения дуги при однофазном замыкании на землю.

В электрических сетях США заземление нейтрали через ДГР используется крайне редко, при этом оно активно применяется в распределительных сетях Австрии, Германии, Великобритании и других стран Европы [40] и также продолжают выноситься соответствующие предложения различных авторов в рамках развития электрической распределительной сети [41,42].

В распределительных сетях Финляндии зачастую также применяется компенсация емкостного тока, в основном из-за необходимости поддержания электроснабжения потребителей при однофазном замыкании на землю.

- **Заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный)**

(рисунок 3 в)

В зарубежных странах одним из самых распространенных способов заземления нейтрали является резистивное заземление. Фундаментальные основы использования данного способа заземления нейтрали изложены в IEEE 142-2007 "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems" [40]. В версии 1991 г. данного стандарта приводится, что в случае

низкоомного заземления нейтрали сопротивление резистора требуется определять с учетом обеспечения требуемого тока релейной защиты. В случае высокоомного резистивного заземления нейтрали, как правило, значение тока замыкания на землю равняется не более 10 А.

Выбор между высокоомным и низкоомным резистивным заземлением нейтрали в редакции стандарта 2007 г. определяется с помощью отношения тока однофазного замыкания на землю при условии наличия резистора к току трехфазного КЗ конкретной электрической сети. На рисунке 4 изображены варианты исполнения резистивного заземления в российских электрических сетях 6-10 кВ:

- резистор включен в нейтраль специального заземляющего трансформатора (рисунок 4 а)

- нейтраль трансформатора соединена с заземляющим контуром, при этом резистор подключается ко вторичной обмотке, собранной в разомкнутый треугольник (рисунок 4 б)

- применяется однообмоточный трансформатор с присоединением обмотки ВН в зигзаг (рисунок 4 в) [44].

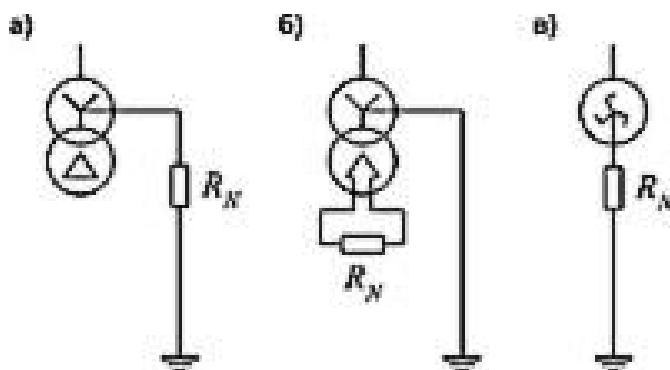


Рисунок 4 – Схемы подключения резистора в нейтраль трансформатора

• **Глухозаземленная** (рисунок 3 г)

Частным случаем эффективного заземления нейтрали является глухое заземление нейтрали, для реализации которого осуществляются все меры по достижению минимально возможного сопротивления в цепи нейтрали. На

практике это достигается путем соединения нейтралей всех трансформаторов со специальным заземленным проводом - нулевым проводом. Данный способ заземления используется в электрических сетях напряжением 380 В [45], а также используется в четырехпроводных воздушных сетях среднего напряжения 4-25 кВ.

Существенным недостатком в случае глухозаземленной нейтрали является то, что ток ОЗЗ может достигнуть десятков кА. Воздушные линии в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью на всей своей длине и ответвлениях снабжены четвертым нулевым проводом, т.е. четвертый нулевой проводник протягивается по всей длине воздушной линии.

В связи с высокими токами однофазного замыкания в электрических сетях с присутствием высоковольтных электродвигателей, что недопустимо с точки зрения повреждения статора, данный способ заземления нейтрали не применяется в таких электрических сетях.

Принцип формирования электрической сети заключается в как можно большем снижении длины низковольтных сетей НН. Магистральная ВЛ разделяется реклоузерами на отдельные фрагменты, При этом электроснабжение индивидуальных потребителей осуществляется на фазном напряжении от своего трансформатора. Защита ответвлений от линий и трансформаторов индивидуальных потребителей обеспечивается предохранителями, также на ответвлениях применяются отделители, благодаря которым осуществляется отключение в бестоковую паузу.

- **Комбинированный вариант** (рисунок 3 д)

При таком способе заземления заземление нейтрали происходит через дугогасящий реактор и подключаемый параллельно к нему резистор. Данный способ заземления нейтрали обладает плюсами как режима с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, так и резистивного заземления нейтрали. Главным образом он призван ограничить емкостные токи замыкания на землю в линии и обеспечить непрерывность электроснабжения.

В случае необходимости компенсации емкостного тока в качестве основного способа генерирующими и электросетевыми компаниями рассматривается

комбинированный способ заземления нейтрали, при котором высокоомный резистор подключается параллельно ДГР [46]. Данный способ заземления нейтрали обладает преимуществом перед чисто резонансным и чисто резистивным высокоомным заземлением нейтрали.

В сравнении с компенсированным режимом заземления нейтрали достоинствами комбинированного режима заземления нейтрали являются:

- Устранение сверхнормативного смещения нейтрали.

Одна из объективных причин, не позволяющая осуществить предварительную настройку реактора в резонанс в нормальном режиме - несимметрия фазных емкостей, например, в сети с протяженными (десятки км) нетранспонированными воздушными линиями. Транспонирование фазных проводников для сетей напряжением до 35 кВ «так, чтобы общие длины участков с различным чередованием фаз были примерно одинаковы» регламентировано ПУЭ, но не часто применяется. В целях выравнивания емкостей по фазам также применяют перераспределение конденсаторов высокочастотной связи. Более перспективным способом является подключение резистора параллельно дугогасящему реактору, что даст устойчивый положительный эффект в разных режимах эксплуатации и в случае изменения схемы сети.

- Ограничение перенапряжения за счет резистора, включенного параллельно ДГР.

Перенапряжения, заметно возрастающие с увеличением расстройки компенсации емкостного тока, появляются, когда значения восстанавливающегося напряжения становятся больше амплитуды рабочего фазного напряжения.

Преимущество такого способа заземления нейтрали определено состоит также в возможности реализации (даже на простых токовых реле) селективных защит от однофазного замыкания на землю, что связано с появлением в токе ОЗЗ дополнительной активной составляющей в соответствии с величиной сопротивления резистора в нейтрали.

Стоит отметить, что иностранные производители ДГР, а также их систем управления («TRENCH», «EGE» и др.) используют данный способ заземления в некотором упрощенном виде, который состоит в присоединении параллельного резистора к катушке на продолжительность однофазного замыкания на землю (или низкоомного резистора к дополнительной обмотке дугогасящего реактора). Данный способ подключения резистора объясняется недостатками автоматических регуляторов управления дугогасящими реакторами вышеуказанных производителей, реализованных на старых принципах управления, и не обеспечивает выполнение основной функции в части уменьшения перенапряжений во время замыкания на землю, а работает лишь в виде вспомогательного способа для выявления поврежденного присоединения. Современный взгляд на проблематику защиты от перенапряжений при дуговых ОЗЗ может позволить подчеркнуть низкую результативность «чистой» компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю в электрических сетях с высокой долей высших гармоник, присутствующих в контуре нулевой последовательности. На основе результатов экспериментальных исследований показано, что значения высших гармоник могут составлять десятки процентов от составляющей тока однофазного замыкания на землю 50 Гц (Ново-Кемеровская ТЭЦ: полный ток однофазного замыкания на землю в сети напряжением 6 кВ составляет 270 А, а при этом ток замыкания на землю 11-й гармоники составляет 76 А) и не компенсируются за счет дугогасящего реактора. В результате остаточный ток в месте замыкания на землю, который определяется нескомпенсированным емкостным током (индуктивным током перекомпенсации), активным током утечек на землю по изоляции и высшими гармониками, может оказаться достаточно большим. При этом, естественно, самогашения дуги (основное назначение ДГР) происходить не может. Кроме того, возможны резонансные процессы на высших гармониках [23, 47].

В итоге, в электрических сетях напряжением 6–35 кВ, в которых ток замыкания на землю становится больше установленного в Правилах устройств электроустановок значения параллельно плунжерным дугогасящим реакторам

следует ставить резисторы. Это делает возможным выстраивать наиболее рациональные системы релейных защит [48].

• **Заземленная через индуктивность** (рисунок 3 е)

В данном способе заземления нейтрали в целях ограничения несимметричного тока замыкания и обеспечения коэффициента замыкания на землю (не превышающего 1,4), реактивное сопротивление соответствующей величины присоединяется к нейтрали трансформаторов.

Поскольку в сети с данным режимом заземления нейтрали ток замыкания на землю в контуре нулевой последовательности зависит от величины реактивного сопротивления, его амплитуда используется для обозначения степени заземления. Такой способ оценки применяется также в США. С целью предотвращения появления опасных перенапряжений при переходном процессе ток замыкания на землю в рамках данной системы должен быть равен 25-60% от величины тока трехфазного короткого замыкания. При таком условии ток замыкания на землю становится намного больше значения требуемого тока замыкания для сети с данным режимом заземления нейтрали через индуктивность, в связи с этим данный способ заземления не является альтернативным способом по отношению к заземлению нейтрали через низкоомное сопротивление.

В таблице 1 представлены способы заземления нейтрали и страны, в которых они нашли свое применение.

Таблица 1 – Способы заземления нейтрали в сетях СН (3-69 кВ) в различных странах мира

Страна	Напряжени е	Способ заземления нейтрали					
		Изолиро ванная	Через ДГР	Через резистор	Глухоза земленн ая	Комбини рованная	Через индукти вность
Канада	4-25 кВ			V	V		
США	4-25 кВ			V	V		V
Япония	6,6 кВ	V		V			

Продолжение таблицы 1

Страна	Напряжени е	Способ заземления нейтрали					
		Изолиро ванная	Через ДГР	Через резистор	Глухоза земленн ая	Комбини рованная	Через индукти вность
Россия	6–35 кВ	V	V				
Бельгия	6,3–17 кВ			V			
Великобрита ния	11 кВ			V	V		
Австралия	11–12 кВ			V	V		
Швейцария	10–20 кВ		V				
Испания	10–30 кВ			V	V		
Италия	10–20 кВ	V	V				
Германия	10–20 кВ		V	V		V	
Финляндия	20 кВ	V	V	V			
Латвия	20 кВ	V	V	V			
Франция	12–24 кВ	V	V	V			
Польша	10–20 кВ	V	V	V			
Чехия	10–20 кВ		V	V		V	
Австрия	10–30 кВ		V				
Португалия	10–30 кВ			V			V

Во Франции применяются следующие виды заземления нейтрали [7]: изолированная, резистивно-заземленная и с заземлением через ДГР. Для каждого из этих видов нашлось свое применение, но текущей тенденцией является переход к использованию заземления через резистор, который ограничивает ток повреждения на землю величиной 300 А для воздушных электрических сетей и 1000 А для кабельных. Данные величины: 300 А и 1000 А, которые установлены в качестве предела для тока замыкания на землю, объясняются компромиссом между двумя стремлениями. С одной стороны, ограничить перегрузки аппаратуры по току, а с другой, организовать наиболее простую и эффективную защиту, отстраиваясь от резонанса при 50 Гц емкости нулевой последовательности сети и индуктивности органа, через который нейтраль включается на землю. Некоторое

время использование резистивного заземления было осложнено тем, что повреждения в таких сетях были не самоустраняющиеся, как в других способах заземления (изолированная нейтраль или заземленная через ДГР), а превращались в переходящие. Но потом и это ограничение было снято появлением циклов быстрого повторного включения, которые не оказывают воздействия на большинство абонентов, и выключателя-шунта, манипуляции с которым еще менее заметны для абонентов.

В Германии, Польше и Чехии наиболее широко используется способ заземления нейтрали через ДГР или резистор, иногда даже в электрических сетях напряжением 110 кВ [7, 39]. Главной причиной применения способа заземления нейтрали через ДГР в странах Европы являются серьезные требования к надежности электроснабжения потребителей и, следовательно, большие штрафы для энергоснабжающих компаний из-за недоотпуска электроэнергии [50]. А также в этих странах можно встретить использование комбинированного заземления дугогасящего реактора и резистора: дугогасящий реактор обеспечивает гашение кратковременных однофазных перекрытий изоляции на землю, а низкоомный резистор присоединяется к нейтрали сети параллельно реактору только краткосрочно специальным однофазным силовым выключателем. Резистор в данной схеме требуется только для селективного определения фидера с присутствием устойчивого однофазного замыкания на землю [41].

Более подробно рассмотрим применение различных режимов нейтрали в Северной Европе на основе опыта Финляндии [51, 52].

Способ заземления нейтрали через ДГР или изолированной нейтрали применяется в большей части электрических сетей напряжением 20 кВ Финляндии. Выбор данных способов заземления нейтрали связан с высоким сопротивлением грунта (среднее значение - 2300 Ом·м), при его значении в 50 Ом·м в Центральной Европе. Использование данных способов заземления нейтрали позволяет обеспечить лучшую чувствительность релейных защит к повреждениям через большие переходные сопротивления (до нескольких кОм).

Ток ОЗЗ в электрических сетях с изолированным режимом заземления нейтрали или ДГР значительно меньше, чем в сетях с глухозаземленной нейтралью. В электрических сетях напряжением 20 кВ Финляндии ток однофазного замыкания (емкостный ток), обычно составляет несколько десятков ампер, максимум - 150 А. За счет данной величины тока напряжения прикосновения невелики, несмотря на большое сопротивление грунта. В связи с небольшим током замыкания на землю, влияния на телекоммуникационные сети при однофазных замыканиях в электрических сетях 20 кВ также незначительны.

Стоит отметить, что в 2011-2012 гг. для некоторых новых промышленных предприятий Финляндии были спроектированы электрические сети 20 кВ с изолированным режимом нейтрали, однако из-за крайне частых повреждений данных сетей пришлось возвратиться к низкоомному режиму заземления нейтрали, который широко применялся ранее в похожих схемах.

Рассмотрим опыт по использованию различных режимов нейтрали в Восточной Европе на основе опыта Латвии [53]. Распределительные сети Латвии включают в себя 7 регионов. В основном распределительные сельские сети 20 кВ в Латвии построены по радиальному принципу. Воздушные и кабельные линии работают с изолированной или компенсированной нейтралью с возможностью резервирования по сети 20 кВ через соседние подстанции для бесперебойного электроснабжения потребителей. За последние 8 лет в Латвии серьезно выросла промышленность и бытовой сектор. В основном развитие происходит в окрестностях Риги. Это вызвало расширение сети 20 кВ, что, в свою очередь, вызвало необходимость в строительстве новых подстанций. Увеличение протяженности сетей влияет на приращение емкостного тока замыкания на землю, поэтому латвийские сельские сети 20 кВ было решено переводить из изолированного в компенсированный режим заземления.

Согласно энергетическому стандарту Латвии, изолированная нейтраль может применяться в электрической сети напряжением 20 кВ при токе однофазного замыкания на землю не более 15 А. По мере увеличения однофазного тока возрастает вероятность перехода в двойное замыкание на землю (при однофазном

замыкании на землю) и, как следствие, отключения двух или более отходящих фидеров и обесточивания потребителей на длительный период.

Электрические сети с резонансным режимом заземлением нейтрали и компенсированием остаточного тока замыкания на землю обладают большим преимуществом по отношению к остальным режимам. Данный режим заземления нейтрали электрической сети позволяет без проблем подключиться к соседней подстанции с изолированной или компенсированной нейтралью.

В Италии преимущественно используется режим изолированной нейтрали, однако в последнее время возникла тенденция по переходу от данного режима к другим способам заземления нейтрали. В 2000 году итальянская электросетевая компания ENEL запустила реализацию программы по заземлению нейтрали электрических сетей напряжением 10-15-20 кВ через дугогасящие реакторы [49]. В период с 2000 по 2006 годы в данных электрических сетях установили около 2000 дугогасящих реактора.

В странах Латинской Америки и США широко распространено глухое заземление нейтрали. Сети с изолированной нейтралью мало применяются в данном регионе из-за известных недостатков также, как и сети с ДГР [40].

В сетевой инфраструктуре компаний горнодобывающего сектора США применяется средне- или высокоомный режим заземления нейтрали [54]. В связи с повышенным вниманием к электробезопасности ток замыкания ограничивается до 25-50 А по первичной стороне. Устанавливаются микропроцессорные устройства защиты без выдержки времени для мгновенного отключения фидера, на котором произошло повреждение. Системы жизнеобеспечения запитываются от независимых фидеров для обеспечения надежности.

Способ заземление нейтрали через индуктивность в США как правило применяется при необходимости ограничения тока замыкания на землю до значения, близкого к амплитуде тока трехфазного КЗ. Данный способ заземления нейтрали также применяется в ряде случаев в электрической сети Португалии 63 кВ [49].

В России же самым распространенным видом заземления нейтрали является изолированная нейтраль. Так же, как и в странах Северной Европы, часто применяется заземление через дугогасящий реактор.

Стоит отметить, что в России эксплуатация сетей с резистивным режимом заземления нейтрали встречается достаточно редко, только в ряде сетей собственных нужд блочных электростанций и в сетях газоперекачивающих компрессорных станций. Электрические сети с глухозаземленной нейтралью в отечественных электрических сетях напряжением 6-35 кВ не используются.

В таблице 2 представлены основные достоинства и недостатки различных режимов заземления нейтрали.

Таблица 2 – Достоинства и недостатки различных режимов заземления

Способ заземления нейтрали	Достоинства	Недостатки
Изолированная нейтраль	<ul style="list-style-type: none"> – нет необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю; – невысокий ток в месте повреждения (в случае небольшой емкости сети на землю). 	<ul style="list-style-type: none"> – вероятность появления дуговых перенапряжений при перемежающемся характере дуги с невысоким током (единицы–десятки ампер) в месте однофазного замыкания на землю; – вероятность появления многоместных повреждений (выход из строя нескольких электродвигателей, кабелей) из-за пробоев изоляции на других присоединениях, которые связаны с дуговыми перенапряжениями; – вероятность длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что приводит к накоплению дефектов в изоляции и снижению ее срока службы; – требуется исполнение изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение; – сложность обнаружения места повреждения; – вероятность электропоражения персонала и прочих лиц при продолжительном существовании замыкания на землю в электрической сети; – сложность обеспечения корректной работы релейных защит

Продолжение таблицы 2

Способ заземления нейтрали	Достоинства	Недостатки
		<p>от однофазных замыканий, поскольку фактический ток замыкания на землю зависит от режима работы электрической сети (числа включенных присоединений).</p> <p>- при увеличении тока замыкания на землю возрастает вероятность перехода однофазного замыкания на землю в двухфазное, приводящее к отключению двух и более фидеров и перебою электроснабжения потребителей на длительный срок.</p>
<p>Заземление нейтрали через дугогасящий реактор</p>	<p>– нет необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;</p> <p>– невысокий ток в месте повреждения (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);</p> <p>– вероятность самоликвидации однофазного замыкания, возникшего на воздушной линии или ошиновке (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);</p> <p>– исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.</p>	<p>– возникновение дуговых перенапряжений при серьезной расстройке компенсации;</p> <p>– вероятность возникновения множественных повреждений при продолжительном существовании дугового замыкания в электрической сети;</p> <p>– вероятность перехода однофазного замыкания в двухфазное при серьезной расстройке компенсации;</p> <p>– вероятность значительных смещений нейтрали при недокомпенсации и возникновении неполнофазных режимов;</p> <p>– вероятность значительных смещений нейтрали при резонансной настройке в воздушных электрических сетях;</p> <p>– сложность обнаружения места повреждения;</p> <p>– вероятность электропоражения персонала и прочих лиц при продолжительном существовании замыкания на землю в электрической сети;</p> <p>– сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как ток поврежденного присоединения очень незначителен.</p>

Продолжение таблицы 2

Способ заземления нейтрали	Достоинства	Недостатки
Резистивное заземление нейтрали: высокоомное и низкоомное	<ul style="list-style-type: none"> – отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в электрической сети; – нет необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали); – исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения; – уменьшение вероятности поражения персонала и прочих лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения); – практически полное исключение вероятности перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения); – простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе. 	<ul style="list-style-type: none"> – возрастание тока в месте повреждения; – необходимость в отключении однофазных замыканий (только для низкоомного заземления); – ограничение на развитие электрической сети (только для высокоомного заземления).
	При Комбинированном заземлении нейтрали: <ul style="list-style-type: none"> - устранение сверхнормативного смещения нейтрали - ограничение перенапряжения за счет резистора, включенного параллельно дутогасящему реактору 	

Продолжение таблицы 2

Способ заземления нейтрали	Достоинства	Недостатки
	- возможность исполнения селективных защит от однофазных замыканий на землю, даже на простых токовых реле	
Глухозаземленная нейтраль	<p>- при КЗ на землю и переходных процессах на изоляцию не действуют большие напряжения, что позволяет упростить требования к изоляции электрооборудования, в следствии чего снизить затраты на оборудование и ЛЭП</p> <p>- исключение вероятности возникновения устойчивых заземляющих дуг и последствий возникающих вследствие КЗ</p> <p>- применение быстродействующей селективной автоматики. Мгновенная работа защиты не позволяет усугубить возникшую неисправность</p>	<p>- высокий ток однофазного замыкания на землю</p> <p>- при любом КЗ на землю происходит обесточивание неисправного участка. При этом релейные системы защиты оборудуются средствами автоматического повторного включения.</p> <p>- в момент короткого замыкания возникает повышенный электромагнитный импульс, который отрицательно влияет на средства связи, что необходимо учитывать для их дополнительного экранирования.</p> <p>- возникает вероятность поражения людей электрическим током вследствие повышенного и шагового напряжения при коротком замыкании на землю.</p> <p>- изготовление заземляющих устройств. Отсутствие дублирующего заземления может оставить оборудование без защиты, если произойдет обрыв нейтрального провода</p>
Заземление через индуктивность	- целесообразно применять в случаях, при которых необходимо ограничить ток замыкания на землю до значения, близкого к амплитуде тока трехфазного короткого замыкания	- ток замыкания на землю получается значительно больше значения требуемого тока замыкания для системы с резистивным заземлением нейтрали, в связи с этим заземление нейтрали через реактивное сопротивление не может являться альтернативным способом заземления электрической сети через низкоомное сопротивление

1.8. Организация релейной защиты и автоматизации распределительных сетей СН. Защита воздушных линий распределительных сетей СН

Финляндия

В целях упрощения обслуживания и оперативных действий, функции защиты электрических сетей 20 кВ сконцентрированы на ПС 110/20 кВ (рисунок 5). Каждая из отходящих ВЛ или КЛ 20 кВ оборудованы защитой от многофазных КЗ с независимой выдержкой времени и направленной защитой от ОЗЗ с независимой выдержкой времени, действующими на отключение выключателя. Такой же набор защит используется и на вводных выключателях 20 кВ. В целях обеспечения координации защит с имеющимися защитами на понижающих ПС потребителей устанавливается выдержка времени - 0,5 с. Выдержка времени вводных выключателей устанавливается на уровне 1-1,5 с целью обеспечения селективности [52].

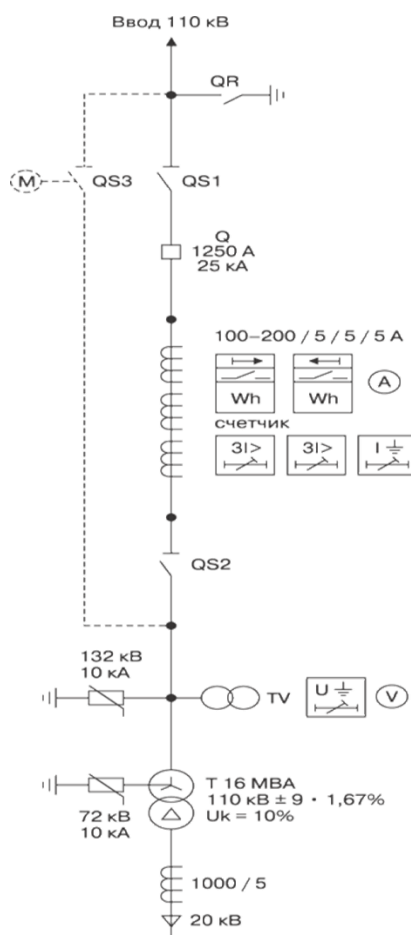


Рисунок 5 – Однолинейная схема подстанции 110/20 кВ

В воздушных электрических сетях напряжением 20 кВ могут появляться однофазные замыкания на землю с неким активным сопротивлением в месте повреждения. Данное состояние появляется, например, в случае обрыва провода ВЛ и падения его на землю. Такие замыкания немедленно отключаются, поскольку они представляют потенциальную угрозу для людей. Применение трансформаторов тока нулевой последовательности, а также чувствительных направленных защит от замыканий на землю делает возможным выявлять повреждения с первичным током замыкания 0,5 А и более.

Однако, малые токи замыкания (к примеру в случае падения провода на снег) не могут быть обнаружены направленными защитами. Поэтому применяется защита, которая состоит из чувствительного реле напряжения, включенного на разомкнутый треугольник, сформированный из вторичных обмоток трансформаторов напряжения на шинах 20 кВ ПС. Данная защита не обладает селективностью и срабатывает на сигнал или отключение выключателя ввода с выдержкой времени 5 с. В целях повышения надежности электроснабжения на ВЛ напряжением 20 кВ используется двукратное АПВ с выдержками времени от 0,3 до 0,5 с и второй от 30 до 180 с.

Франция

Для воздушных сетей всякий отвод от подстанций – фидер среднего напряжения имеет системы защит для определения междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю. Эти системы сначала приводят в действие цикл «отключение – быстрое АПВ» для устранения преходящих однофазных повреждений, а затем «отключение – АПВ с выдержкой времени» для ликвидации полуустановившихся повреждений и, наконец, окончательно отключают цепь, если повреждение установившееся [7].

Многофазные повреждения выявляются при помощи максимальных токовых защит, включенных на вторичные зажимы двух из трех трансформаторов тока, расположенных в месте выхода каждой подстанции. Однофазные повреждения

определяются датчиками остаточного тока нулевой последовательности как сумма векторов трех вторичных токов измерительных трансформаторов. Все защиты реализованы с выдержками времени, которое обеспечивает избирательность различных уровней защиты.

Определение повреждений на землю, сделанное на каждом выходе из сети среднего напряжения, может быть повторено на шинах среднего напряжения. Определение повреждений также сопровождается выявлением поврежденной фазы, и эти две функции выполняются избирателем фазы.

Для трудноустраняемых повреждений в каком-то месте сети используют очень чувствительное, но неселективное устройство. Речь идет о сверхчувствительном датчике тока, который подключается к трансформатору тока (ТТ), включенного в цепь заземления нейтрали. Через выдержку времени идет сигнал на устройство автоматического поиска для устранения повреждения.

Для того чтобы сохранить для всех пунктов отвода энергии от подстанций среднего напряжения технику ликвидации повреждений при помощи АПВ, необходимо соблюдать два правила. Прежде всего следует избегать ненужных отключений автономных источников, а затем неправильного включения их в сеть.

Выключатель-шунт представляет собой аппарат, предназначенный для того, чтобы «гасить» преходящие однофазные повреждения, которые появляются в сети среднего напряжения, с заземленной нейтралью. Этот аппарат (рисунок 6) включается вблизи шин среднего напряжения сети, которую он защищает. В замкнутом состоянии он соединяет одну из трех фаз этой сети с землей. Обычно отключенный, он работает с разделенными полюсами следующим образом. При появлении какого-то повреждения фаза-земля поврежденная фаза определяется избирателем фаз. Если это повреждение вызывает циркуляцию тока, большего чем уставка, то избиратель фаз подает сигнал выключателю-шунту замкнуть тот из своих полюсов, который соответствует поврежденной фазе. Эта фаза оказывается под потенциалом, равным нулю по отношению к земле, в течение примерно 0,15 с. Этого времени достаточно для «погашения» основной массы однофазных повреждений. Перенапряжения при работе выключателя-шунта равны нулю.

Западная Европа

Проблема с релейной защитой от замыканий на землю в электрических сетях с ДГР в странах Европы решается следующим образом. ДГР оснащаются вспомогательной силовой обмоткой 500 В, к которой краткосрочно (1–3 с) по факту появления напряжения $3U_0$ контактором *КМ* подключается малогабаритный шунтирующий низковольтный резистор (рисунок 7), который создает краткосрочный активный ток $3I_0 = 10–100$ А (по первичной стороне) только в поврежденном фидере. Такой ток является достаточным для работы простых токовых защит от замыканий на землю [57].

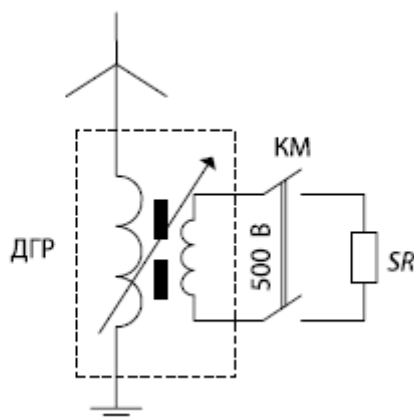


Рисунок 7 – Схема подключения дугогасящего реактора с низковольтным шунтирующим резистором

Швеция

Специалистами шведской компании «Swedish Neutral» в 2005 г. на конференции «International Conference on Electricity Distribution» (CIRED) была предложена новая методика защиты от ОЗЗ: при возникновении ОЗЗ, система защиты нейтрализует ток, протекающий в месте повреждения, за счет введения в нейтральный проводник тока, который является эквивалентным по значению, но противоположным по направлению данному току [58].

Данная система защиты от ОЗЗ получила название «Ground Fault Neutralizer» (GFN). В настоящее время она широко применяется в ряде стран Южной Америки, в странах западной Европы, в Австралии и в Юго-Восточной части Азии [59].

GFN состоит из 3 основных компонентов – ДГР статического типа, системы управления и компенсатора остаточного тока. Она присоединяется к нейтральной точке и осуществляет защиту всех элементов электрической сети – от силового трансформатора, системы шин и отходящих присоединений. Нейтрализация тока в месте повреждения осуществляется крайне быстро, не более чем за 60 мс, и не влияет на ток нагрузки. Поэтому нет необходимости в отключении поврежденного присоединения и таким образом обеспечивается бесперебойное электроснабжение всех потребителей, запитанных от поврежденной линии.

GFN использует крайне чувствительные алгоритмы выявления замыканий на землю. Наиболее быстрым алгоритмом является выявление начальной стадии переходных процессов. При возникновении признаков пробоя поврежденный фидер сразу же определяется. За обеспечение наиболее возможного уровня чувствительности отвечает второй алгоритм, который основывается на адаптивном измерении проводимости нулевой последовательности. Производятся 2 последовательных измерения, которые сравниваются – до и после коммутации емкостного элемента ДГР (рисунок 8).

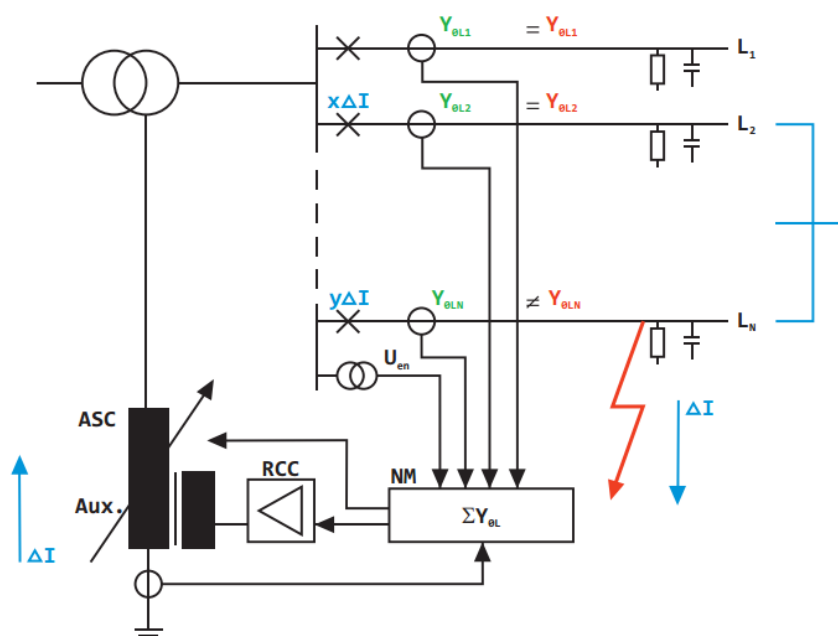


Рисунок 8 – Адаптивное измерение проводимости нулевой последовательности

Польша

Большинство распределительных сетей среднего напряжения в Польше – это сети заземленные через ДГР. Опыт эксплуатации данных сетей показал, что происходит много однофазных замыканий на землю с высоким переходным сопротивлением, порядка 10 кОм и выше. В таких случаях, значения напряжения нулевой последовательности могут быть меньше уставки для срабатывания защит, и, соответственно, ОЗЗ останутся не выявленными. Новый метод, предложенный польскими коллегами, позволяет выявить такие неисправности. Он основан на включении диагностического сигнала (добавочного напряжения U_W) в нейтральную точку распределительной сети среднего напряжения. Такая функция встроена в «Earth-Fault Parameters Meter» (MPZ), разработанная в Институте Электроэнергетики Познаньского Технологического Университета. Для выявления высокоомных замыканий используется защита, реагирующая на изменение коэффициента d – коэффициент демпфирования сети [60].

Сравнение двух схем замещения (рисунок 9) показывает, что включение добавочного напряжения U_W в нейтральную точку влияет на измеренные значения проводимости нулевой последовательности в поврежденной линии.

Нижестоящие уравнения объясняют эту зависимость:

- проводимость до включения напряжения U_W :

$$Y_0 = \frac{I_0}{U_0} \approx \omega \cdot C_S \cdot [d_{0S} + j(S - a)] \quad (1)$$

- проводимость после включения напряжения U_W :

$$Y_0 = \frac{I_0}{U_W} \approx \frac{E + U_W}{U_W \cdot R_F} + j\omega \cdot C_S \cdot a \quad (2)$$

где:

ω – угловая частота сети,

C_S – емкость сети при замыкании на землю,

d_{0S} – коэффициент демпфирования сети,

S – коэффициент компенсации при замыкании на землю,

a – коэффициент деления сети.

Пользуясь схемой, представленной на рисунке 9, активные и реактивные составляющие тока I_0 рассчитываются по формулам:

$$I_{CZ} = \frac{U_W + E \cdot \cos \varphi}{R_F} \quad (3)$$

$$I_b = \frac{E \cdot \sin \varphi}{R_F} + \omega \cdot U_W \cdot C_L \quad (4)$$

где:

I_{CZ} – активная составляющая тока I_0 ,

I_b – реактивная составляющая тока I_0 ,

U_W – добавочное напряжение, подключенное к нейтральной точке,

E – напряжение в поврежденной фазе,

R_F – переходное сопротивление,

ωC_L – реактивная проводимость нулевой последовательности сети,

φ – угол между фазами E и U_W .

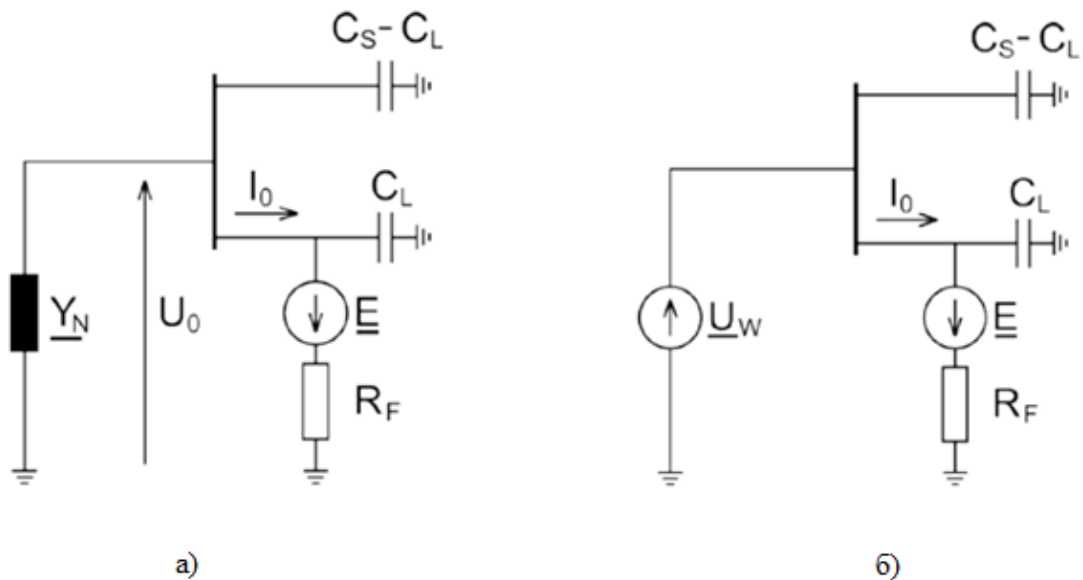


Рисунок 9 – Схемы замещения до (а) и после (б) включения добавочного напряжения U_W

Значение коэффициента d определяется из соотношения:

$$d = \frac{I_{CZ}}{I_b} = \frac{U_W + E \cdot \cos \varphi}{E \cdot \sin \varphi + \omega \cdot R_F \cdot U_W \cdot C_L} \quad (5)$$

и его абсолютное значение вычисляется из уравнения:

$$d = \left| \frac{I_{CZ}}{I_b} \right| = \left| \frac{U_w + E \cdot \cos \varphi}{E \cdot \sin \varphi + \omega \cdot R_F \cdot U_w \cdot C_L} \right| \quad (6)$$

В таблице 3 показаны значения коэффициента d для различных значений угла φ , при условии, что:

$$E = 8660 \text{ В}, U_w = 10\% E, \omega C_L = 0,001 \text{ С}, R_F = 12 \text{ кОм}.$$

Таблица 3 – Абсолютные значения коэффициента d в зависимости от угла φ

Значение угла φ [$^\circ$]	Абсолютное значение коэффициента d [-]
0	0,922
30	0,571
60	0,291
90	0,045
120	0,195
150	0,453
180	0,756
210	1,108
240	1,230
270	0,518
300	1,840
330	1,396

1.9. Постановка задач диссертации

Выполненный анализ основных факторов, определяющих специфику воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ, позволяет сформулировать методические принципы обоснования их построения, представленные в виде схемы основных выполняемых действий:

1. Анализ условий построения воздушных электрических сетей среднего напряжения в обширном регионе крупной электросетевой компании страны с целью выявления причинно-следственных связей в структуре и параметрах сетей. Нахождение диапазона расчетных условий основных влияющих факторов при последующей оптимизации схем и параметров электроустановок. Определение типовых фрагментов сети, а также их интегральных параметров (плотности нагрузок и электрических сетей, средние мощности нагрузок ТП и ВЛ, длины магистральных участков линии и фрагментов в целом и др.).

2. Оценка технико-экономических показателей воздушных линий и трансформаторных подстанций среднего напряжения (10-20-35 кВ). Определение функциональных связей технических и экономических параметров электрических сетей с последующим получением аппроксимирующих зависимостей в диапазонах номинальных напряжений (например, 10-20 кВ и 20-35 кВ) с приемлемым уровнем погрешности.

3. Оптимизация уровней системы номинальных напряжений электрической сети с использованием аппроксимирующих функциональных технико-экономических зависимостей на основе целевой функции (функции Лагранжа) методом неопределенных множителей Лагранжа. Рассмотрение целесообразности перехода от расширенной системы номинальных напряжений 110/10 (6)-20-35 кВ к сокращенной 110/20 кВ.

4. Оценка и обеспечение надежности воздушной электрической сети 20 кВ в условиях изменчивости ее структуры и параметров. Анализ характеристик аварийности элементов электрических сетей и имеющихся подходов при формировании конфигурации сети. Выбор предпочтительной конфигурации электрической сети с позиции унификации ее структуры и параметров.

5. Анализ специфики применения резистивного заземления нейтрали при построении кабельных сетей 20 кВ в России. Обоснование режима низкоомного резистивного заземления нейтрали воздушной электрической сети 20 кВ и определение его параметров путем гармонизации противоречивых влияющих факторов (мощность трансформаторов, токи срабатывания устройств РЗА, сопротивление заземляющих устройств с позиции электробезопасности, коэффициент чувствительности устройств РЗА и др.) с целью повышения надежности и безопасности электроустановок. Разработка соответствующих методических указаний.

6. Практическое подтверждение целесообразности предложенного подхода путем проведения технико-экономического обоснования перевода пилотного участка сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ одного из районов крупной электросетевой компании.

1.10. Выводы по главе 1

1. Проведенный анализ зарубежного опыта показал, что во многих странах активно используется напряжение 20 (22) кВ, а также в ряде стран имеется опыт перевода сетей более низкого напряжения на 20 кВ.

2. Одним из важнейших аспектов перевода сети более низкого напряжения на 20 кВ является задача выбора заземления нейтрали, которое исключительно важно при проектировании и эксплуатации электрической сети.

3. При относительном многообразии режимов заземления нейтрали в зарубежных сетях СН самыми распространенными режимами являются резистивное заземление и изолированная нейтраль.

4. Заземление нейтрали через резистор с налаживанием срабатывания релейных защит от однофазных замыканий на землю, с учетом требований по надежности электроснабжения потребителей и электробезопасности работников и быстрого действия автоматического ввода резерва (АВР) на сигнал или на отключение, является одним из наиболее активно используемых во всем мире режимов заземления нейтрали. Данный режим заземления нейтрали применяется во многих зарубежных электрических сетях напряжением до 69 кВ.

В перспективных воздушных электрических сетях 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов целесообразно рассмотреть возможность применения низкоомного резистивного заземления нейтрали.

ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ

2.1. Постановка задачи

В России крупное строительство электрических сетей напряжением 20 кВ началось в начале 2000-х годов в Москве [61]. К 2021 г. в эксплуатации находится более 1000 км КЛ 20 кВ. При этом к настоящему времени массово не использовались воздушные электрические сети 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов, обладающие своей собственной спецификой. В текущей главе представлено обоснование технико-экономической эффективности применения напряжения 20 кВ в воздушных электрических сетях.

Материалы данной главы опубликованы автором и в соавторстве в работах [4-6, 62-66].

Для формирования структуры и параметров воздушных электрических сетей 20 кВ в данной главе были выполнены следующие шаги:

- проведено технико-экономическое обоснование перевода воздушных электрических сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ и 35 кВ с учетом определения интегральных параметров сетей и соответствующих экономических характеристик;
- проведена оптимизация параметров электрической сети;
- обоснована предпочтительная топология сетей среднего напряжения с учетом характеристик надежности элементов.

2.2. Аспекты перевода воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 кВ. Интегральные параметры сетей

Как известно, имеется широкий спектр методов для решения аналогичных задач оптимизации, один из таких методов можно обозначить как метод идеализированных структур, а другой обозначить аналитическим методом. Вариантом реализации метода идеализированных структур является работа [67], в которой задается топология сети в качестве решетки с неким шагом, в узлах которой находятся ТП. Сравнение возможных вариантов электрической сети проводится по критерию минимума затрат при изменении входных параметров,

среди которых: плотность нагрузки, расстояние между узлами электрической сети и др. Второй подход предполагает задание стоимостных характеристик ВЛ и ТП в форме аналитических функций аппроксимации, зависящих от параметров ВЛ и ТП, таких как напряжение, номинальная мощность и др. При этом экстремум функции определяется, к примеру, как в [68], методом неопределенных множителей Лагранжа. У первого метода недостаток состоит в отдаленности от реальной структуры и параметров электрической сети, а недостаток второго состоит в учете [68] простейшей конфигурации электрической сети: источник – узел нагрузки.

Было выбрано восемнадцать районов воздушных электрических сетей 10(6) кВ крупной электросетевой компании, оказывающей услуги по передачи электроэнергии в Центральном Федеральном округе, в которых выявлялись типовые фрагменты сети согласно схеме, представленной на рисунке 10 [62].

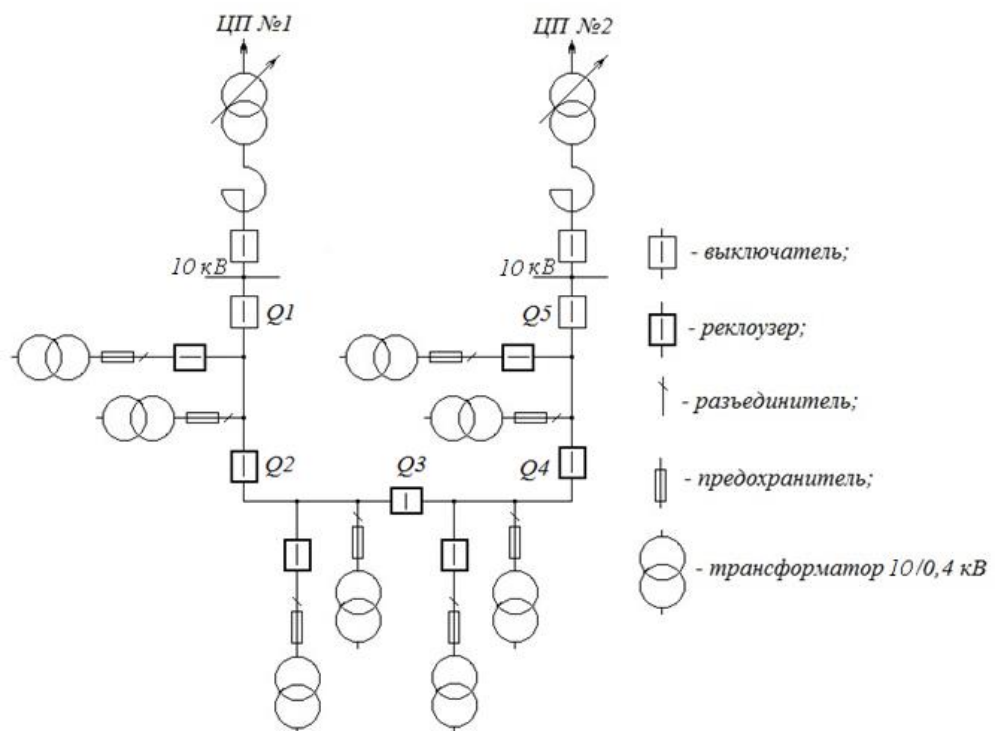


Рисунок 10 – Типовая схема воздушной электрической сети (6)10 кВ

Фрагменты электрической сети представляют собой петлевую схему с подключением от двух географически отдаленных центров питания (ЦП) 110/10(6) кВ, которая секционируется автоматическими пунктами секционирования ВЛ (реклоузерами). На отходящих ответвлениях от главной

магистрала за разъединителем или реклоузером располагается ТП 10(6)/0,4 кВ, по большей части такие ТП являются однострансформаторными столбового типа (СТП) номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 16\text{--}100$ кВ·А, мачтового типа (МТП) номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 160\text{--}250$ кВ·А и киоскового (КТПК) типа номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 400\text{--}1000$ кВ·А. Защита трансформаторов 10(6)/0,4 обеспечивается предохранителями, расположенными на стороне высшего напряжения. В нормальном режиме схема электрической сети размыкается у одного из реклоузеров с наличием АВР.

Параметры линейной части вышеуказанных 18 фрагментов электрической сети приведены в таблице 4, где P_{max} и P_{min} – наибольшая нагрузка в зимний и летний режимный день согласно данным измерений 2016 г.; $l_{\text{ВЛ}}$ и $l_{\text{ВЛЗ}}$ – протяженность воздушных линий, с неизолированными проводами и проводами с защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ); $l_{\text{КЛ}}$ – протяженность кабельных линий $l_{\text{сум}}$ – общая протяженность линий участка; $l_{\text{магистр}}$ – протяженность магистрального участка линии между ЦП (ответвления не учитываются); $\sigma_{\text{нг}}$ – плотность нагрузки; $\sigma_{\text{с}}$ – плотность сети.

Таблица 4 – Параметры линейной части фрагментов электрической сети

№ фрагмента	$P_{\text{max}}/P_{\text{min}}$ кВт/кВт	$l_{\text{ВЛ}}$ Км	$l_{\text{ВЛЗ}}$ км	$l_{\text{КЛ}}$ км	$l_{\text{сум}}$ км	$l_{\text{магистр}}$ км	$\sigma_{\text{нг}}$ кВт/км ²	$\sigma_{\text{с}}$ км/км ²
1	3138/1642	24,2	9,7	6,8	40,7	19,8	129,1	1,7
2	4751/3168	32,6	8,6	11,2	52,4	19,4	154,3	1,7
3	7358/5816	67,5	2,6	4,0	74,1	32,6	154,3	1,6
4	3609/1929	49,7	13,5	6,9	70,1	21,0	83,2	1,6
5	6646/6072	35,4	49,2	3,0	87,6	43,0	157,3	2,1
6	1781/989	44,7	0,6	1,6	46,9	12,9	57,3	1,5
7	1840/844	40,6	0,4	1,5	42,5	22,5	45,5	1,0
8	2486/1244	32,8	3,3	0,1	36,2	22,0	66,8	1,0
9	2992/1673	51,8	7,5	3,1	62,4	35,8	55,0	1,0
10	3101/2436	52,8	11,9	11,0	75,7	38,3	45,1	1,1
11	2716/1338	20,1	0,0	6,4	26,5	13,8	110,4	1,1
12	2818/1934	46,4	4,9	3,0	54,3	29,6	72,3	1,4
13	1640/1102	59,8	2,0	2,8	64,6	31,0	39,8	1,6
14	1193/618	49,5	10,1	2,2	61,8	41,3	24,8	1,3
15	956/349	43,0	7,0	0,0	50,0	30,9	26,3	1,4
16	297/78	35,0	0,0	0,0	35,0	30,5	8,2	1,0
17	3023/1872	21,0	11,4	9,9	42,3	20,3	117,6	1,6
18	1484/796	102,9	3,8	0,3	107,0	38,5	21,7	1,6
Сред.	2879/1833	45,0	8,1	4,1	57,2	28,0	76,1	1,4

В рамках определения $\sigma_{\text{нп}}$ и $\sigma_{\text{с}}$ площадь электроснабжения была выбрана принимая, что радиус покрытия электрической сети 0,4 кВ ТП 10(6) /0,4 кВ не превышает 0,5 км. Следовательно при определении площади ширина коридора ВЛ 10(6) кВ получается равной 1 км. Фактически на всех воздушных линиях электропередачи (таблица 4) установлен провод сечением 70 мм², кроме фрагментов №5 и № 17, у которых магистральные участки линий также выполнены проводом сечением 120 мм². Параметры трансформаторной части фрагментов сети приведены в таблице 5, где $S_{\text{сум}}$ – суммарная установленная мощность трансформаторов 10(6) /0,4 кВ; $l_{\text{ТП}}$ – средняя длина между ТП; $\sigma_{\text{ТП}}$ – плотность ТП; ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция (фактически является одноэтажным или двухэтажным зданием из кирпича, реализованным по «старинным» типовым проектам).

Таблица 5 – Параметры трансформаторной части фрагментов электрической сети

№ фрагмента	$P_{\text{max}}/P_{\text{min}}$ кВт/кВт	$S_{\text{сум}}$ кВ·А	Количество, шт				$l_{\text{ТП}}$ км	$\sigma_{\text{ТП}}$	
			ЗТП	КТПК	СТП, МТП	всего		кВ·А/км ²	шт/км ²
1	3138/1642	11 700	4	36	8	48	0,85	483	2,0
2	4751/3168	15 600	14	44	6	64	0,82	507	2,1
3	7358/5816	18 900	11	69	7	87	0,85	396	1,8
4	3609/1929	12 300	14	50	7	71	0,99	285	1,6
5	6646/6072	23 600	13	82	15	110	0,80	559	2,6
6	1781/989	6 600	2	42	10	54	0,87	213	1,7
7	1840/844	8 200	6	31	7	44	0,97	204	1,1
8	2486/1244	5 000	3	29	6	38	0,95	135	1,0
9	2992/1673	7 600	0	47	0	47	1,33	140	0,9
10	3101/2436	11 300	0	66	1	67	1,13	164	1,0
11	2716/1338	6 300	0	20	0	20	1,33	255	0,8
12	2818/1934	9 700	3	17	40	60	0,91	248	1,5
13	1640/1102	7 800	6	10	41	57	1,13	189	1,4
14	1193/618	6 300	6	6	34	46	1,34	130	1,0
15	956/349	9 200	13	12	8	33	1,52	252	0,9
16	297/78	2 900	4	9	2	15	2,33	81	0,4
17	3023/1872	10 000	13	36	7	56	0,76	389	2,2
18	1484/796	11 700	15	48	5	68	1,57	171	1,0
Сред.	2879/1833	10 300	7	36	11	54	1,14	267	1,4

По результатам обработки информации, полученной из таблиц 4 и 5, выявляются следующие характерные особенности:

1. Длина магистральной линии 10(6) кВ между ЦП находится в промежутке 12,9-43 км, а ее средняя величина составляет 28 км, что демонстрирует сравнительную равномерность распределения ЦП в регионе.

2. Плотность нагрузки варьируется в большом промежутке 8,2-157,3 кВт/км² (средняя величина составляет 76,1 кВт/км²). Вместе с тем величина среднего расстояния между ТП участков электрической сети находится в пределах 0,76–2,33 км (средняя величина составляет 1,14 км), что также демонстрирует сравнительно равномерное распределение ТП по территории.

3. Установленная мощность ТП 10(6) /0,4 кВ в 2–9 раз больше фактического максимума нагрузки, что является нерациональным.

В порядке сравнения, стоит отметить, что данные выводы базируются на данных по плотности нагрузки: в сельскохозяйственных электрифицированных районах плотность нагрузки составляет не больше 2-3 кВт/км², а в районах с промышленной нагрузкой плотность нагрузки достигает до значений 30–40 кВт/км², при средней величине порядка 20 кВт/км². В течение последних 70 лет величина плотности нагрузки значительно выросла, что служит в качестве повода для повышения номинального напряжения электрической сети.

2.3. Техничко-экономические аспекты применения ВЛ 20 кВ

При переходе от 10 к 20 кВ и неизолированных проводах незначительно (с 0,2 до 0,45 м) увеличиваются междуфазные расстояния [69], а при использовании ВЛЗ отличий нет (0,4 м). Однако фактические междуфазные расстояния у типовых железобетонных опор примерно в 2,5 раза больше. Поэтому при одинаковом сечении и типе провода механическая часть ВЛ 10 и 20 кВ идентична, кроме, в ряде случаев, количества и номинального напряжения изоляторов, стоимость которых составляет незначительную часть затрат на ВЛ. Поэтому капиталовложения на ВЛ 10 и 20 кВ отличаются не более, чем на 1%.

Стоимость сооружения ВЛ 10–20 кВ в европейской части страны (здесь и далее в ценах 2017 г. без НДС) определяется простейшими линейными зависимостями в диапазоне номинальных сечений s от 50 до 120 мм² при наибольшей погрешности 1,4%: для неизолированных сталеалюминиевых

проводов $C_{ВЛ}=665,1+2,21s$ и $C_{ВЛ}=497,5+2,18s$ тыс.руб./км в населенной и ненаселенной местности соответственно. Аналогично для изолированных проводов: $C_{ВЛЗ}=861,8+2,86s$ и $C_{ВЛЗ}=665,8+2,86s$ тыс.руб./км.

При переходе к дисконтированным затратам стоимость сооружения ВЛ необходимо умножить на повышающий коэффициент $K=1+k_1k_2=1+0,0085 \cdot 9,4=1,08$, где k_1 – отчисления на ремонт и обслуживание [70], с использованием нормативов отчислений имеем значения k_1 , равные 0,037 и 0,0085 для ТП и ВЛ соответственно;

$$k_2 = \frac{(1+E)^n - 1}{E(1+E)^n};$$

E – коэффициент дисконтирования; n – расчетный срок службы

электроустановки, исчисляемый с момента ввода ее в эксплуатацию. Так, при $E=0,1$ и $n=30$ лет $k_2=9,4$.

Кроме того, необходимо учесть стоимость потерь электроэнергии за расчетный срок службы $C_{\Delta W} = \Delta P_{max} \tau c_3 k_2$, где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольших нагрузок; τ – годовое время максимальных потерь; c_3 – удельная стоимость потерь электроэнергии. Как известно $\tau = f(T_{max})$, где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки. По текущим отчетным данным для рассматриваемого региона $T_{max} \approx 6000$ ч ($\tau = 3800$ ч) и $c_3 = 2,18$ руб./(кВт·ч).

2.4. Техничко-экономические аспекты применения ТП 20 кВ

В настоящее время отечественные заводы выпускают всю номенклатуру составляющих ТП 20 кВ. Силовой трансформатор типа ТМГ, применяемый в ТП 10 и 20 кВ, имеет одинаковые массогабаритные размеры. Главное отличие – высота высоковольтных вводов (для 20 кВ на 75 мм выше, чем у 10 кВ). Для фактических воздушных изоляционных промежутков между блоком предохранителей и трансформатором у СТП и МТП 10 кВ такое увеличение вводов не принципиально. Тоже касается камер трансформаторов КТПК.

Стоимость СТП 20/0,4 кВ примерно на 20–25% дороже СТП 10/0,4 кВ. В основном, удорожание происходит из-за более высокой цены трансформаторов и разъединителей. Стоимость сооружения ТП определяется простейшими линейными зависимостями при наибольшей погрешности 3,6%: для СТП

$C_{СТП}=273+S_{НОМ}+11,56U_{НОМ}$; для МТП $C_{МТП}=178+1,16S_{НОМ}+15,32U_{НОМ}$; для КТПК $C_{КТПК}=401+1,29S_{НОМ}+25,94U_{НОМ}$. Для ТП $K=1+k_1k_2=1+0,037\cdot 9,4=1,35$. Потери холостого хода и короткого замыкания у трансформаторов 10/0,4 и 20/0,4 кВ по заводским данным одинаковы и далее исключены из рассмотрения.

Рассмотренные выше типы ТП обладают принципиальными конструктивными отличиями. Поэтому их стоимости совместно не аппроксимируются с приемлемой точностью.

2.5. Сравнение вариантов сети 10 и 20 кВ

В таблице 6 приведены дисконтированные затраты (млн руб.) на создание фрагментов сетей с характеристиками из таблиц 4 и 5 при напряжении 10 и 20 кВ: $C_{Л}$ – стоимость сооружения ВЛ, $C_{ТП}$ – затраты на ТП при сохранении их установленных номинальных мощностей; $C_{сум}=C_{Л}+C_{\Delta W}+C_{ТП}$ – суммарные затраты на электрическую сеть; Δ – отношение суммарных затрат на электрическую сеть при напряжении 10 и 20 кВ.

Таблица 6 – Дисконтированные затраты на создание фрагментов сети (млн руб.)

№ фраг- мента	$C_{Л}$	$C_{\Delta W}$		$C_{ТП}$		$C_{сум}$		Δ %
		10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	
1	37,8	17,6	4,1	48,8	60,3	104,2	102,2	102
2	48,6	28,7	6,3	66,3	80,6	143,3	135,5	106
3	68,9	287,8	70,2	82,9	101,8	439,6	250,9	175
4	65,1	77,8	20,8	63,1	78,2	206,0	164,1	126
5	81,4	306,5	74,7	107,1	131,5	495,0	287,6	172
6	43,6	6,0	1,3	39,5	49,0	89,1	93,9	95
7	39,5	8,9	2,0	38,7	47,8	87,1	89,3	98
8	33,6	11,5	2,6	28,9	35,9	74,0	72,1	103
9	62,4	42,6	8,1	40,6	50,7	145,6	121,2	120
10	70,4	25,1	5,2	58,1	72,2	153,6	147,8	104
11	24,6	5,2	1,4	24,8	30,2	54,6	56,2	97
12	50,4	15,3	3,1	50,8	62,4	116,5	115,9	101
13	60,0	10,2	2,3	43,4	54,1	113,6	116,4	98
14	57,4	4,5	1,0	35,2	43,5	97,1	101,9	95
15	46,5	3,1	0,8	40,5	50,0	90,1	97,3	93
16	32,6	0,2	≈ 0	12,2	15,3	45,0	47,9	94
17	39,3	38,4	7,9	47,1	57,6	124,8	104,8	119
18	99,4	11,9	2,7	41,5	50,5	152,8	152,6	100

Сечение проводов принималось равным фактическому значению (преимущественно 70 мм² – см. выше) и одинаковым на магистральных участках и

ответвлениях. Стоимость сооружения ВЛ $C_{\text{л}}$ оценивалась средним значением между минимальными и максимальными оценками; минимальная – 650 тыс.руб./км при напряжении 10 и 20 кВ для неизолированных проводов в ненаселенной местности; максимальная – соответственно 1070 тыс.руб./км для изолированных проводов в населенной местности; средняя 860 тыс.руб./км без учета коэффициента K . При определении стоимости потерь электроэнергии в ВЛ принимался ежегодный прирост нагрузки 2%.

Обратим внимание, что составляющая $C_{\Delta W}$ в таблице 6 при напряжении 10 и 20 кВ и прочих равных условиях различаются более, чем в четыре раза: при расчетах установившихся режимов не вводились ограничения по минимальным значениям напряжения в узлах сети. Так, для фрагментов сети 10 кВ №№1, 9, 10 из таблицы 6 в нормальном режиме значительно (более 10%) снижалось напряжение в узлах сети, в то время как в альтернативной схеме 20 кВ оно было на уровне номинального. Для фрагментов №№ 3–5 отсутствовала сходимость режима в сети 10 кВ. Здесь стоимость потерь электроэнергии определена формально, кратным увеличением потерь в сети 20 кВ.

Требуемое качество напряжения должно обеспечиваться согласно ГОСТ 32144–2013 не только в нормальных, но и в продолжительных ремонтных и послеварийных режимах – снижение напряжения не более 10% номинального значения. С указанных позиций данному требованию не удовлетворяют в сети 10 кВ фрагменты №№ 1–6, 9, 10, 12–14 при текущей нагрузке и все фрагменты, кроме №16, – при перспективной. Таким образом, в обозримой перспективе потребуется глубокая реконструкция практически всей сети 10 кВ, что не учтено в таблице 6. В альтернативной сети 20 кВ при текущей нагрузке требуемое качество электроэнергии не обеспечивается лишь во фрагменте №3, а при перспективной – еще и во фрагменте №10. Таким образом, при использовании напряжения 20 кВ мероприятия по повышению пропускной способности сети будут локальными и значительно менее затратными.

Напомним о сложившемся подходе к сравнению схем электрических сетей с разным уровнем номинальных напряжений согласно СТО 34.01-21.1-001-2017 [71]:

«Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сети всех классов напряжения. При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет отдается варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети».

В нашем случае при фиксированном сечении провода пропускная способность сети 20 кВ в два раза выше, чем при 10 кВ, а при одной и той же передаваемой мощности потери мощности и электроэнергии примерно в четыре раза меньше. Это весомые преимущества электрической сети 20 кВ. Как видно из таблицы 6, с указанных позиций переход с напряжения 10 на 20 кВ целесообразен практически при всем многообразии значений параметров сети из таблиц 4 и 5.

2.6. Вопросы оптимизации параметров электрической сети

В общем виде математическую задачу оптимизации можно сформулировать следующим образом: минимизировать целевую функцию с учетом ограничений на управляемые переменные.

Под минимизацией функции n переменных $f(x) = (x_1, \dots, x_n)$ на заданном множестве U n -мерного векторного пространства E_n понимается определение хотя бы одной из точек минимума этой функции на множестве U , а также, если это необходимо, и минимального (максимального) на множестве U значений $f(x)$.

Для примера возьмем функцию стоимости $C_{ВЛЗ}=665,8+2,86s$ тыс.руб./км (см. выше). Перейдем к дисконтированным затратам $C_{ВЛЗ}=K(665,8+2,86s)=1,08(665,8+2,86s)=719+3,1s$ тыс.руб./км. Дисконтированная стоимость потерь электроэнергии для 1 км трехфазной линии $C_{\Delta W}=\Delta P_{max}\tau c_3 k_2=3I^2 R \tau c_3 k_2=3I^2(\rho L/s)\tau c_3 k_2=3I^2(0,0376 \cdot 10^3/s)10^{-3} \cdot 3800 \cdot 2,18 \cdot 10^{-3} \cdot 9,4=$
 $=8,7I^2/s$, тыс.руб./км, где I – фазный ток, А; R – активное сопротивление, Ом; ρ – удельное сопротивление проводника из алюминиевого сплава при средней температуре 57°C (между номинальной 25 и наибольшей 90°C), Ом·мм²/м; L – длина линии, км. Поэтому суммарные дисконтированные затраты на ВЛ:

$$C_{л} = C_{ВЛЗ} + C_{\Delta W} = 719 + 3,1s + 8,7I^2 / s, \text{ тыс.руб./км.} \quad (19)$$

Следовательно, оптимальное сечение провода составит:

$$\partial C_{\text{л}} / \partial s = 3,1 - 8,7I^2 / s^2 = 0 \quad (20)$$

$$s = \sqrt{8,7 / 3,1} I \quad (21)$$

Откуда «экономическая» плотность тока $j_0 = I/s = 1/\sqrt{8,7/3,1} = 0,6$ А/мм². В данном случае сознательно слово «экономическая» сознательно заключено в кавычки, чтобы избежать продолжения многолетних дискуссий [72, 73 и др.] в этой области. При сечении проводников 70 мм² ток составит 0,6·70=42 А или мощности $S \approx 730$ кВ·А при напряжении 10 кВ. Для конфигураций на рисунке 10 и таблицы 4 мощность типового фрагмента сети оценивается как $2S \approx 1460$ кВ·А. Указанному соотношению удовлетворяют лишь фрагменты №№14–16 из таблицы 4 что говорит о дисбалансе: перегруженные ВЛ при чрезмерных избытках трансформаторной мощности.

При переходе на напряжение 20 кВ при том же сечении проводов ВЛ имеем $2S \approx 2920$ кВ·А. Здесь уже более половины фрагментов сети имеют удовлетворительные показатели с позиций j_0 . Для оставшейся части фрагментов целесообразно идти на дальнейшее увеличение сечения проводников до 120 мм² ($2S \approx 5800$ кВ·А). Но и этого явно недостаточно для фрагментов №№3 и 5 из таблицы 4. Их следует разукрупнить.

Столь явные перекосы в структуре электрических сетей вынуждают вернуться к известной задаче по оптимизации их номинального напряжения. Воспользуемся отработанным в [68] для данного класса задач методом неопределенных множителей Лагранжа. Допустим, что выполняется условие (20). Тогда второй и третий члены (19) будут равны друг другу и их сумма с учетом (21) составит:

$$2 \cdot 3,1s = 2 \cdot 3,1\sqrt{8,7 / 3,1} I = 10,4I \quad (22)$$

Запишем результирующие затраты на передачу электроэнергии на расстояние L , как $C = C_{\text{л}}L + C_{\text{ТП}}$. Возьмем для примера:

$$\begin{aligned} C_{\text{ТП}} &= C_{\text{КТП}} = K(401 + 1,29S + 25,94U) = \\ &= 1,35(401 + 1,29\sqrt{3}IU + 25,94U) = 541 + 3IU + 35U \end{aligned} \quad (23)$$

Тогда с учетом (1), (4) и (5) запишем:

$$\begin{aligned} C &= 719L + 10,4IL + 541 + 3IU + 35U = \\ &= 541 + 719L + 3IU + 35U + 10,4IL \end{aligned} \quad (24)$$

Минимизируем функцию стоимости (24) при некотором фиксированном значении мощности S , т.е. решим задачу $dC=0$ при условии (уравнении связи), что $S / \sqrt{3} = IU$, методом Лагранжа.

Составим функцию Лагранжа:

$$\begin{aligned} C &= 719L + 10,4IL + 541 + 3IU + 35U = \\ &= 541 + 719L + 3IU + 35U + 10,4IL + \lambda(S / \sqrt{3} - IU) \end{aligned}$$

Согласно методу Лагранжа, существует такой коэффициент λ , что:

$$\partial C / \partial U = 3I + 35 - \lambda I = 0 \quad (25)$$

$$\partial C / \partial I = 3U + 10,4L - \lambda U = 0 \quad (26)$$

Из (25) и (26) имеем:

$$I(\lambda - 3) = 35; I = 35 / (\lambda - 3) \quad (27)$$

$$U(\lambda - 3) = 10,4L; U = 10,4L / (\lambda - 3) \quad (28)$$

Подставив значения I и U из (27) и (28) в уравнение связи, получим:

$$\lambda = 25\sqrt{L/S} + 3 \quad (29)$$

С учетом (26) и (29) имеем:

$$3U + 10,4L - \lambda U = 3U + 10,4L - (25\sqrt{L/S} + 3)U = 0$$

Откуда оптимальное напряжение сети составит:

$$U = 10,4L / (25\sqrt{L/S}) \approx 0,4\sqrt{L/S} \quad (30)$$

Условие (30) выведено для простейшего случая сосредоточенной в одной точке нагрузки, отстоящей от центра питания на расстояние L . При равномерно распределенной по линии нагрузке, потери мощности в пределе будут в три раза меньше. За потери электроэнергии в приведенных выше формулах отвечает член $10,4L$. Следовательно:

$$U = 0,4\sqrt{L/S} / 3 = 0,13\sqrt{L/S} \quad (31)$$

Итак, из (30) и (31) вытекает, что оптимальное напряжение при фиксированных значениях мощности и расстоянии передачи электроэнергии может меняться в большом диапазоне в зависимости от принятых расчетных условий:

$$U = 0,13 \div 0,4 \sqrt{L / S} \quad (32)$$

Воспользуемся формулой (32) для анализа предпочтительного уровня напряжения электрической сети региона с характеристиками из табл. 1 и 2. Средняя длина магистрального участка сети составляет (таблица 4) 28 км. С учетом его секционирования в нормальном режиме можно принять $L \approx 28/2 = 14$ км. Средняя нагрузка фрагмента в режиме наибольших нагрузок равна 2879 кВт, откуда $S \approx 2879/2 = 1440$ кВт·А. Оптимальное напряжение по (32) составит 19–57 кВ.

К верхней границе в 57 кВ необходимо относиться с осторожностью. При переходе к 35 кВ существенно усложняется и утяжеляется конструкция ТП 35/0,4 кВ, но самое главное – трех–четырёхкратное возрастание стоимости ВЛ по сравнению с ВЛ 10–20 кВ (более подробно рассматривается далее).

2.7. Вопросы выбора предпочтительной топологии электрических сетей среднего напряжения

Вопросы, связанные с выбором предпочтительной топологии электрических сетей среднего напряжения, как известно, определяются в основном принципами организации резервирования подключенных к ним нагрузок, а также взаимного резервирования и секционирования линий электропередачи. При этом многие авторы используют устаревшие, неоправданно высокие (от 10 до 25 1/(год 100 км) и даже более) характеристики аварийности элементов электрических сетей, наиболее повреждаемыми из которых являются линии электропередачи.

Однако в работе [71] на основании представительных статистических данных последнего десятилетия было показано, что параметр потока отказов ВЛ и ВЛЗ составляют соответственно $\omega_{ВЛ} = 2,3$ и $\omega_{ВЛЗ} = 0,31$ 1/(год 100 км), т.е. на один-два порядка ниже, используемых повсеместно. Этим же автором показано, что частота отказов прочих элементов сетей (выключателей, силовых трансформаторов,

разъединителей и др.) при оценке надежности схемы сетей в первом приближении могут быть опущены вследствие их значительно более низких значений.

Предположим, что в конфигурации на рисунке 10 имеется по крайней мере одна точка секционирования в середине фрагмента. Тогда частота погашения участка сети составит соответственно для ВЛ и ВЛЗ $0,5\omega_{ВЛ}l_{сум}/100$ и $0,5\omega_{ВЛЗ}l_{сум}/100$ (таблица 7).

Таблица 7 – Характеристики надежности фрагментов сети

№ фраг- мента	P_{max}/P_{min} кВт/кВт	$l_{сум}$ км	$n_{ТП}$ шт	$0,5\omega_{ВЛ}l_{сум}/100$ 1/год	$0,5\omega_{ВЛЗ}l_{сум}/100$ 1/год
1	3138/1642	40,7	48	0,46	0,06
2	4751/3168	52,4	64	0,60	0,08
3	7358/5816	74,1	87	0,85	0,11
4	3609/1929	70,1	71	0,81	0,11
5	6646/6072	87,6	110	1,01	0,14
6	1781/989	46,9	54	0,54	0,07
7	1840/844	42,5	44	0,49	0,07
8	2486/1244	36,2	38	0,42	0,06
9	2992/1673	62,4	47	0,72	0,10
10	3101/2436	75,7	67	0,87	0,12
11	2716/1338	26,5	20	0,30	0,04
12	2818/1934	54,3	60	0,62	0,08
13	1640/1102	64,6	57	0,74	0,10
14	1193/618	61,8	46	0,71	0,01
15	956/349	50,0	33	0,58	0,08
16	297/78	35,0	15	0,40	0,05
17	3023/1872	42,3	56	0,49	0,07
18	1484/796	107,0	68	1,23	0,17
Среднее	2879/1833	57,2	54	0,66	0,09

При наличии одной точки секционирования фрагмента сети нормально отключенным выключателем (реклоузером), для каждого отдельно взятого присоединения к ЦП полученные значения частоты погашения в таблице 7 и известный показатель SAIFI (средняя частота прекращения передачи

электроэнергии потребителям), очевидно, будут равны друг другу. Причина кроется в том, что, допустим, любое КЗ на участке от ЦП до секционного аппарата, включая ответвления от магистрали, будут приводить к отключению всех потребителей на данном участке.

На основании вышеизложенного сформулировано следующее заключение. Использование проводов с защитной изолирующей оболочкой существенно улучшает показатели надежности электроснабжения потребителей (частота отключений 0,05–0,17 1/год для разнородных участков электрической сети согласно табл. 4). Согласно схеме сети, приведенной выше на рисунке 10, в точке токораздела хватит всего одного секционированного реклоузером или выключателем узла.

При добавочном секционировании, в случае присоединения потребителей второй категории надежности, к примеру, вполне хватит применения выключателей нагрузки или разъединителей. В целом похожий способ можно осмотрительно (исходя из локальной ситуации) использовать в том числе для воздушных линий с неизолированными проводами. Частота отключений в таком случае будет находиться в промежутке от 0,4 до 1,23 1/год (таблица 7). Данный спектр значений характеристик надежности встречается в энергосистемах многих передовых государствах и, исходя из этого, может считаться достойной оценкой. В порядке сравнения, согласно таблице 7 реальное количество секционирующих выключателей на участках электрической сети 6–10 кВ составляет от 9 до 16 шт. и является излишним.

Таким образом, созданы все предпосылки для максимального упрощения структуры воздушных электрических сетей среднего напряжения, что является благоприятным фактором с позиций унификации схем и параметров рассматриваемой инфраструктурной системы массового применения.

2.8. Аспекты перевода воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 или 35 кВ

Говоря о применении в воздушных и кабельных сетях сравнительно новой для нас ступени напряжения 20/0,4 кВ (взамен 6–10/0,4 кВ) специалистами

неоднократно задавался вопрос: «Быть может более предпочтительна иная ступень – 35/0,4 кВ?». Целесообразность перевода действующих сетей 6–10 кВ на напряжение 20 кВ обоснована в [74]. Разделяя основные выводы данной работы, далее сравниваются воздушные электрические сети 20/0,4 кВ и 35/0,4 кВ. Согласимся, что полноценный перевод сетей доступен лишь для электроустановок до 20 кВ. Здесь имеется возможность сохранения элементов существующих сетей 6–10 кВ: опор воздушных линий (ВЛ), фундаментов трансформаторных подстанций (ТП), закладных деталей и др. [74]. В свою очередь, применение напряжения 35 кВ требует полной замены элементов сетей 6–10 кВ.

Технико-экономические показатели трансформаторных подстанций

Анализ показывает, что технико-экономические характеристики комплектных ТП (КТП) 35/0,4 кВ и ТП 20/0,4 если и не сравнялись, то в ряде случаев весьма близки. В таблице 8 для примера приведены укрупненные показатели стоимости однострановых КТП 35/0,4 кВ высокой заводской готовности (их составные части размещены в пространственной металлической конструкции) и до некоторой степени похожих на них киосковых КТП (КТПК) 20/0,4 кВ. Значения в таблице 8 (здесь и далее – стоимости 2017 г. без НДС) получены на основании предложений заводов-изготовителей и принятых сметных расценок и учитывают затраты на оборудование, материалы, проектные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию.

Таблица 8 – Укрупненные показатели стоимости ТП, тыс.руб.

Напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Мощность $S_{\text{ном}}$, кВ·А				
	100	160	250	400	630
20/0,4	1028	1085	1226	1384	1762
35/0,4	1305	1319	1365	1416	1808

Схемы электрических соединений ТП из таблицы 8 на стороне 20 и 35 кВ идентичны: на вводе установлен разъединитель и плавкий предохранитель для защиты силового трансформатора. При равной номинальной мощности потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов 20/0,4 и 35/0,4 кВ достаточно близки и поэтому во внимание далее не принимаются.

Технико-экономические показатели воздушных линий

Как было показано в [74], стоимости ВЛ 10–20 кВ при прочих равных условиях практически одинаковы. Однако при переходе к напряжению 35 кВ стоимость ВЛ резко возрастает. Так, согласно [75] для Московской области норматив цены 1 км одноцепной ВЛ 35 кВ в $a=4,1$ раза превышает таковую при 10 кВ. Однако при использовании наиболее дешевых железобетонных вибрированных стоек удорожание ВЛ 35 кВ не столь заметно: $a \approx 2,5$.

Укрупненные показатели стоимости ВЛ 10–20 кВ в населенной местности с проводами типа АС, тыс.руб./км, в зависимости от их сечений s приведены в таблице 9 (для ненаселенной местности стоимость снижается на 20–25%):

Таблица 9 – Укрупненные показатели стоимости ВЛ 10–20 кВ в населенной местности с проводами типа АС

сечение провода, мм ²	50	70	95	120
стоимость, тыс.руб./км	789	826	873	947.

Указанные выше стоимостные характеристики ВЛ получены путем обработки ряда инвестиционных проектов в рассматриваемом регионе. Стоимость ВЛ 35 кВ определялась домножением затрат на ВЛ 10–20 кВ на $a=2,5$.

Функциональные связи технических и экономических параметров элементов электрических сетей

Представленные стоимостные характеристики позволяют получить с погрешностью не более 6–8% следующие простейшие линейные аппроксимирующие зависимости ТП $C_{ТП}$ (тыс.руб., $S_{НОМ}$ в кВ·А, $U_{НОМ}$ в кВ) и ВЛ $C_{ВЛ}$ (тыс.руб./км, s в мм²):

$$C_{ТП} = 748 + 1,15S_{НОМ} + 9,7U_{НОМ}; \quad (33)$$

$$C_{ВЛ} = -1282 + 4,2s + 88,2U_{НОМ}. \quad (34)$$

Имея функциональные связи стоимостных и технических характеристик можно еще раз решить задачу оптимизации номинального напряжения электрической сети с использованием неопределенных множителей Лагранжа.

Перепишем (33) и (34) в виде дисконтированных затрат (по аналогии с п.2.3):

$$C_{\text{ТП}}=1010+1,55S_{\text{НОМ}}+13,1U_{\text{НОМ}} \quad (35)$$

$$C_{\text{ВЛ}}=-1385+4,5s+95,3U_{\text{НОМ}} \quad (36)$$

Оптимизация номинального напряжения электрической сети

Сначала рассмотрим суммарные дисконтированные затраты на ВЛ; с учетом (36) имеем:

$$C_{\text{л}}=C_{\text{ВЛ}}+C_{\Delta W}=-1385+4,5s+95,3U_{\text{НОМ}}+8,7l^2/s, \text{ тыс.руб./км.} \quad (37)$$

Следовательно, оптимальное сечение провода составит

$$\partial C_{\text{л}}/\partial s=4,5-8,7l^2/s^2=0 \quad (38)$$

$$s=\sqrt{8,7/4,5}l \quad (39)$$

Откуда «экономическая» плотность тока $j_0=l/s=1/\sqrt{8,7/4,5}=0,7 \text{ А/мм}^2$.

Допустим, что выполняется условие (38). Тогда второй и четвертый члены (37) будут равны друг другу и их сумма с учетом (39) составит:

$$2 \cdot 4,5s=2 \cdot 4,5 \sqrt{8,7/4,5} l=12,5l \quad (40)$$

С учетом (35), (37) и (40) запишем результирующие затраты на передачу электроэнергии на расстояние l , как:

$$C=C_{\text{л}}l+C_{\text{ТП}}=-1385l+12,5ll+95,3U_{\text{НОМ}}l+1010+1,55S_{\text{НОМ}}+13,1U_{\text{НОМ}} \quad (41)$$

Опуская далее по тексту индекс «ном» и учитывая, что $S=\sqrt{3}IU$ перепишем (41) в виде

$$C=1010-1385l+12,5ll+95,3Ul+2,68IU+13,1U \quad (42)$$

Минимизируем функцию стоимости (42) при некотором фиксированном значении мощности S , т.е. решим задачу $dC=0$ при условии (уравнении связи), что $S/\sqrt{3}=IU$, методом Лагранжа.

Составим функцию Лагранжа:

$$C=1010-1385l+12,5ll+95,3Ul+2,68IU+13,1U+\lambda(S/\sqrt{3}-IU) \quad (43)$$

Согласно данного метода, существует такой коэффициент λ , что:

$$\partial C/\partial U=95,3l+2,68I+13,1-\lambda I=0 \quad (44)$$

$$\partial C/\partial I=12,5l+2,68U-\lambda U=0 \quad (45)$$

Из (44) и (45) получим:

$$I=(13,1+95,3l)/(\lambda-2,68) \quad (46)$$

$$U=12,5l/(\lambda-2,68) \quad (47)$$

Подставив (46) и (47) в уравнение связи, найдем

$$\lambda=\sqrt{(283l+2060l^2)/S}+2,68. \quad (48)$$

Наконец, из (45) и (48) получим оптимальное напряжение электрической сети, равное

$$U=12,5l/\sqrt{(283l+2060l^2)/S}=12,5\sqrt{lS/(283+2060l)}. \quad (49)$$

Условие (49) выведено для простейшего случая сосредоточенной в одной точке нагрузки, отстоящей от центра питания на расстояние l . Как известно, при прочих равных условиях, но при равномерно распределенной по линии нагрузке, потери мощности в пределе будут в три раза меньше. За потери электроэнергии в приведенных выше формулах отвечает член $12,5l$. Следовательно, в общем случае оптимальное напряжение электрической сети будет находиться в диапазоне

$$U=4,2\div 12,5\sqrt{lS/(283+2060l)}. \quad (50)$$

Воспользуемся формулой (50) для анализа предпочтительного уровня напряжения электрической сети региона, рассмотренного в [74]. Анализ интегральных параметров электрических сетей среднего напряжения показал, что средняя длина магистрального участка сети между центрами ее питания составляет около 30 км. С учетом его секционирования в нормальном режиме можно принять $l\approx 30/2=15$ км. Средняя нагрузка фрагмента в режиме наибольших нагрузок равна примерно равна 3000 кВт, откуда $S\approx 3000/2=1500$ кВ·А. Оптимальное напряжение по (50) составит 4-11 кВ.

Данные цифры нельзя трактовать, как предпочтительность номинального напряжения 10 кВ. Напомним, что в расчетах была принята прямо пропорциональная зависимость стоимости ВЛ 20 и 35 кВ с коэффициентом $a\approx 2,5$. То есть увеличение напряжения в $35/20\approx 2$ раза увеличивало соответствующие затраты в 2,5 раза. Однако это не означает, что переход от 20 к 10 кВ позволит

также кратно снизить затраты на ВЛ, т.е. указанные выше пропорции не сохранятся. Более того, как показано в [74], стоимость ВЛ 10 и 20 кВ практически одинаковы. Таким образом, строгое решение данной оптимизационной задачи требовало ввести ограничения на нижнюю границу номинального напряжения сети. В рамках же поставленной задачи можно сделать вывод, что при принятых расчетных условиях номинальное напряжение сети 35 кВ даже в первом приближении не имеет шансов стать предпочтительнее напряжения 20 кВ.

Следует отметить, что целесообразность перехода в сетях среднего напряжения от расширенной системы номинальных напряжений 110/6–10–20–35 кВ к максимально сокращенной 110/20 кВ предлагалась еще в [18] и ряде других работ полувековой давности. Дословно (см. [18]): «...в воздушных сетях значительно меньших затрат денег, цветного металла и особенно трансформаторной мощности требует в широком диапазоне плотностей нагрузки система 110/20 кВ с непосредственной трансформацией 20/0,4 кВ ...».

Как уже отмечалось в [74], электрические сети среднего напряжения – это инфраструктурная система массового применения. Поэтому на первый план при формировании таких систем выходит задача глубокой унификации их структуры и параметров, что является главным мотивом гармонизации надежности и экономичности электроустановок. Переход к сокращенной системе номинальных напряжений 110/20 кВ является тому главной предпосылкой.

2.9. Выводы по главе 2

1. Анализ структуры и параметров воздушных сетей 10(6) кВ одной из крупнейших электросетевых компаний европейской части страны показал наличие явных диспропорций. А именно, чрезмерная перегруженность магистральных распределительных участков на фоне больших избытков трансформаторной мощности 10(6)/0,4 кВ. Принятая унификация сечений проводов на уровне 70 мм² не удовлетворяет принципу экономичности.

2. В диапазоне 10–20 кВ стоимостные характеристики ВЛ 10 и 20 кВ почти неразличимы. Имеющаяся разность в стоимости ТП 10/0,4 и 20/0,4 кВ

компенсируется снижением потерь электроэнергии в линиях даже при относительно небольших нагрузках.

При фиксированном сечении провода пропускная способность сети 20 кВ в два раза выше, чем при 10 кВ, а при одной и той же передаваемой мощности – потери мощности и электроэнергии примерно в четыре раза меньше. Это весомые преимущества напряжения 20 кВ.

3. Для диапазона 20–35 кВ стоимостные характеристики ТП 20/0,4 и 35/0,4 кВ, как и ранее, лишь несколько отличны. Однако стоимостные характеристики ВЛ отличаются в разы, причем не в пользу 35 кВ из-за удорожания строительной части линейного объекта. В частности, для ВЛ 10–20 кВ преимущественно применяют 11-метровые железобетонные вибрированные опоры, а для ВЛ 35 кВ – значительно более массивные центрифугированные железобетонные опоры длиной 22,6 м. Снижение потерь электроэнергии в сетях при переходе от 20 к 35 кВ не компенсирует удорожания проводников и электрических аппаратов с учетом фактических интегральных параметров сетей.

4. Воздушные электрические сети 20 кВ оправдано сооружать при новом строительстве или реконструкции сетей 10(6) кВ при их полном моральном и физическом износе. При этом требуется согласовывать развитие распределительной сети со строительством или реконструкцией питающих центров 110–220 кВ для создания напряжения 20 кВ. В ряде случаев целесообразно устанавливать силовые трансформаторы 110–220/10–20 кВ для сохранения при необходимости существующих «островов» сети 10 кВ.

5. При переводе воздушных сетей с напряжения 10(6) на 20 кВ эффективность новой ступени напряжения 20 кВ еще более возрастает. Причина кроется в том, что каждый сохраненный элемент «старой» сети снижает первоначальные капиталовложения на создание новой сети.

6. Номинальное напряжение 20 кВ предпочтительнее и 10, и 35 кВ. В очередной раз подтверждается целесообразность перехода в сетях среднего напряжения от расширенной системы номинальных напряжений 110/10(6)–20–35 кВ к максимально сокращенной 110/20 кВ.

7. Сооружение воздушных электрических сетей 20 кВ является приоритетной задачей электросетевого комплекса страны, так как это позволит удвоить их пропускную способность при практически тех же затратах на владение сети по сравнению с электроустановками 10 кВ. Это особенно важно для обеспечения доступности новых технологических присоединений потребителей в условиях фактического исчерпания пропускной способности существующих сетей 10(6) кВ.

ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НИЗКООМНОГО РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ

3.1. Постановка задачи

Электрическая сеть 20 кВ имеет свои особенности, в частности, низкоомное резистивное заземление нейтрали. Это влияет на выбор номинальных параметров проводников, параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также сопротивлений заземляющих устройств, включая безопасность персонала.

Кроме того, принципы построения структуры сетей 20 кВ в России и западноевропейских странах различаются. Так, за рубежом в сетях среднего напряжения нет уровня питающей сети (только распределительные сети), а электрическая сеть низшего напряжения 0,4 кВ замкнутая [68, 76].

В результате такого подхода был упущен ряд важных причинно-следственных связей в структуре и параметрах сети сравнительно новой для нас ступени напряжения. При этом в полной мере не были учтены вопросы надежности и безопасности электроустановок. Соответствующие доводы приведены далее.

Материалы данной главы опубликованы автором и в соавторстве в работах [4-6, 61, 66, 77-80].

3.2. Выбор тока однофазного замыкания на землю в городских кабельных сетях 20 кВ

Как уже отмечалось ранее, сеть 20 кВ формировалась с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. Общемировая практика режимов заземления нейтрали в сетях среднего напряжения подвергнута анализу в большом количестве публикаций, например [47, 81, 82] и многих других, описание преимуществ такого режима нейтрали представлено главе 1.

В настоящее время в Москве введено в эксплуатацию более 20 подстанций 110 – 220/20 кВ. Они являются центрами питания сети 20 кВ. Копируя схему построения сетей 20 кВ Парижа, на всех ЦП в нейтральных 20 кВ силовых

трансформаторов 110 – 220/20 кВ были установлены резисторы сопротивлением $R_p=12$ Ом. При этом ток однофазного замыкания на землю (по сути – ток, протекающий через резистор) $I_p \approx U_{ном}/(\sqrt{3}R_p)=20/(1,73 \cdot 12)=0,96$ кА, где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

При этом никто не обратил внимания на зарубежную структуру сети 20 кВ (рисунок 11) [68, 76]. Трансформаторные подстанции 20/0,4 кВ коммутируются к магистральным линиям 20 кВ преимущественно на ответвлениях (наглухо) или выключателями нагрузки. Выключатели устанавливаются лишь на присоединениях собственно трансформаторов 20/0,4 кВ. При подобной архитектуре вся электрическая сеть считается распределительной.

Еще со времен СССР, на протяжении десятилетий системы электроснабжения городов в нашей стране формируются по так называемой двухзвенной архитектуре (рисунок 12). Первое звено – это питающие сети, т.е. КЛ от ЦП до распределительных пунктов (РП), а второе – распределительные сети, т.е. КЛ от РП до ТП. От них на напряжении 0,4 кВ запитаны конечные потребители. Количество отходящих от ЦП и РП линий на рисунке 12 показано условно.

При двухзвенной архитектуре появляется дополнительно три ступени селективности Δt устройств РЗА (рисунок 12) на вводном и секционном выключателях РП, а также на выключателях, отходящих к ТП линий. В результате за рубежом для токовых защит, отходящих от ЦП кабелей, в схеме на рисунке 11 достаточна выдержка времени 0,3 – 0,4 с, а для двухзвенной архитектуры – не менее 1,0 с. Последнее чрезвычайно ужесточает расчетные условия обоснования и выбора проводников, аппаратов и заземляющих устройств электроустановок.

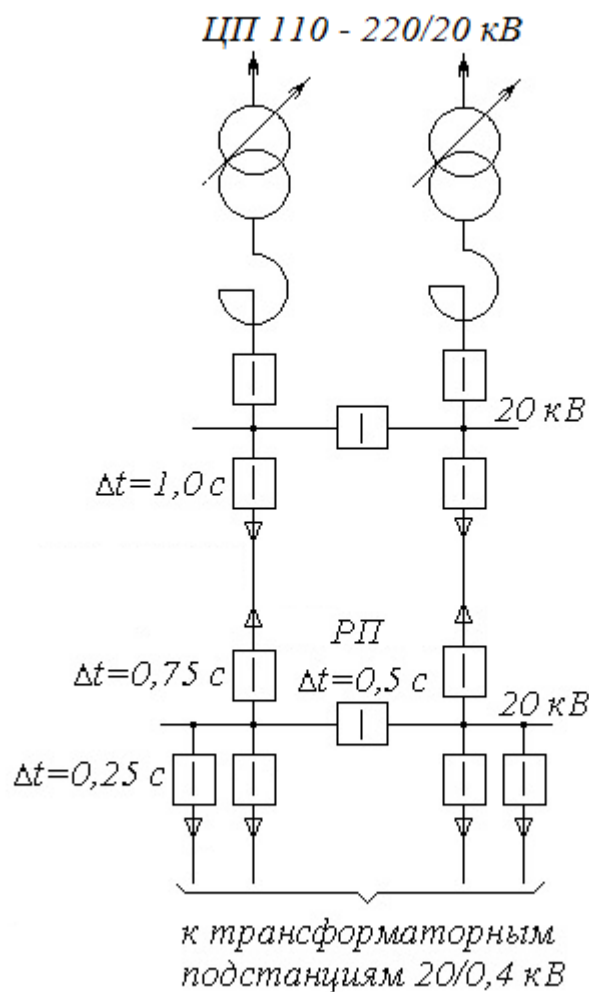


Рисунок 12 – Двухзвенная схема электрической сети 20 кВ

Так, по приведенной в [83] известной кривой допустимого напряжения повреждения (при прикосновении) $U_f(t)$ от времени повреждения (отключения) t , нетрудно оценить требуемое сопротивление заземляющего устройства $R_3(t) = U_f(t) / I_p$ в зависимости от тока ОЗЗ, создаваемого резистором (таблица 10).

Из таблицы 10 следует, что при принятом на всех ЦП $I_p \approx 1 \text{ кА}$ (см. выше), двухзвенной архитектуре сети и выдержках времени отключения ОЗЗ 0,75 с сопротивление заземляющих устройств для РП 20 кВ (рисунок 12) должно быть чуть более 0,1 Ом, что недостижимо. При отсутствии в стране нормативных требований к заземляющим устройствам электроустановок 20 кВ проектные организации пошли по пути наименьшего сопротивления, взяв в качестве искомой

величины минимально возможные из [28] 0,5 Ом для электроустановок с эффективно-заземленной нейтралью. При этом в городских условиях добиться даже таких сопротивлений у широко применяемых малогабаритных РП и ТП крайне сложно, причем даже используя весьма дорогостоящие специальные глубинные электроды.

Таблица 10 – Значения допустимых сопротивлений заземляющих устройств

Время отключения ОЗЗ, с	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,0 – 5,0
Допустимое напряжение повреждения, В	500	400	200	130	100	70
Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом						
$I_p = 1000 \text{ А}$	0,49	0,39	0,20	0,13	0,10	0,07
$I_p = 800 \text{ А}$	0,6	0,49	0,24	0,16	0,12	0,09
$I_p = 600 \text{ А}$	0,80	0,63	0,32	0,21	0,16	0,11
$I_p = 400 \text{ А}$	1,12	0,89	0,45	0,29	0,22	0,16

Примечание: Оценка сопротивлений заземляющих устройств проведена при условии наложения на ток резистора емкостного тока значением до 200 А.

Из таблицы 10 также следует, что требования к сопротивлению заземляющих устройств смягчаются по мере снижения тока ОЗЗ. Последнее ограничивается надежной работой устройств РЗА, а именно минимально допустимым коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$, который для кабельных сетей принимается [28] $K_{\text{ч}} > 1,25$, а для воздушных – $K_{\text{ч}} > 1,5$.

Защита от токов ОЗЗ $I_{\text{ОЗЗ}}$ в кабельных сетях указанного выше региона выполнена ненаправленными токовыми защитами нулевой последовательности (ТЗНП). Методика выбора параметров их срабатывания известна (см., например [84]) и поэтому подробно не рассматривается.

В ячейках комплектных распределительных устройств устанавливаются однофазные трансформаторы тока. На их базе конфигурируют фильтры тока нулевой последовательности (ФТНП). При этом ток срабатывания $I_{\text{ср}}$ устройств РЗА отстраивается от тока небаланса $I_{\text{нб}}$ трансформаторов тока при КЗ (токи КЗ, как правило, ограничены 12 кА). Из таблицы 11 видно, что обеспечить требуемую чувствительность ТЗНП здесь не представляется возможным.

Таблица 11 – Расчетные значения коэффициентов чувствительности РЗА

Защита от ОЗЗ	Выбор тока срабатывания	Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}=I_{\text{ОЗЗ}}/I_{\text{ср}} \geq 1,25$	Ток/сопротивление резистора, А/Ом
Ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с ФТНП	$I_{\text{нб}}=k_{\text{одн}}\varepsilon I_{\text{КЗ}};$ $I_{\text{ср}}=k_{\text{н}}I_{\text{нб}}$	$I_{\text{КЗ}}=12 \text{ кА}$ $K_{\text{ч}}=0,29 - 0,73$	1000/12
То же, но с отстройкой по времени от междуфазных КЗ	$I_{\text{нб}}=k_{\text{одн}}\varepsilon I_{\text{нагр}};$ $I_{\text{ср}}=k_{\text{н}}I_{\text{нб}}$	$I_{\text{р}}=400 - 1000 \text{ А}$ $K_{\text{ч}}=6,7 - 16,7$	90/130
Ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с ТТНП	$I_{\text{ср}}=k_{\text{н}}k_{\text{бр}}I_{\text{С}}$	$I_{\text{С}}=68 - 85 \text{ А}$ $K_{\text{ч}}=1,25 - 1,50$	230/50

Условные обозначения: $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε – погрешность обмотки трансформатора тока; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности; $k_{\text{бр}}$ – коэффициент броска емкостного тока; $I_{\text{КЗ}}$ – ток КЗ.

Для обеспечения требуемой чувствительности защиты от ОЗЗ с токами $I_{\text{р}}=400 - 1000 \text{ А}$ может быть введена дополнительная выдержка времени, превышающая таковую для защит от междуфазных КЗ на ступень селективности (0,2 – 0,3 с). В этом случае производится отстройка токовой защиты нулевой последовательности от токов нагрузки $I_{\text{нагр}}$. Здесь при $I_{\text{р}}=400 - 1000 \text{ А}$ и теоретически возможном $I_{\text{нагр}}=1000 \text{ А}$ расчетный коэффициент чувствительности защит составит (табл. 2) $K_{\text{ч}}=6,7 - 16,7$, что значительно превышает требуемое значение. Следовательно, для обеспечения нормируемого для кабельных сетей $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ достаточно принять минимальный ток резистора $I_{\text{рmin}}=90 \text{ А}$ (130 Ом). При этом токе чувствительность токовой защиты нулевой последовательности обеспечивается с запасом. Однако введение дополнительной выдержки времени нежелательно вследствие ужесточения требований к сопротивлению заземляющих устройств.

Для достижения чувствительности ненаправленной токовой защиты нулевой последовательности, действующей на основную гармонику тока $3I_0$ с выделенным кабельным трансформатором тока нулевой последовательности (ТТНП), критерием подбора тока резистора является отстройка от наибольшего емкостного тока $I_{\text{С}}$ присоединения. Для кабеля с сечением жилы 500 – 630 мм², емкостью

$C_{\phi}=0,42-0,46$ мкФ/км и предельно возможной в условиях мегаполиса длине КЛ 15 – 17 км, $I_C=68-85$ А. Откуда требуемое значение $I_{pmin}=230$ А. Оно обеспечивается сопротивлением резистора всего лишь 50 Ом (таблица 11). Таким образом, для реальной схемы электрической сети 20 кВ значение тока резистора может быть в четыре раза меньше принятого в настоящее время (около 1 кА). Последнее принципиально важно с позиций приемлемых сопротивлений заземляющих устройств и обеспечения безопасности персонала.

В сетях среднего напряжения России широко применяют РП, а в западноевропейских странах – так называемые соединительные пункты (СП). Они отличаются от РП тем, что в них устанавливаются не выключатели, а выключатели нагрузки. В последнем случае любые КЗ в сети отключаются выключателями ЦП. Для быстрого восстановления схемы электрическая сеть должны иметь развитые средства телемеханики и каналы связи для ее дистанционной реконфигурации после аварий. На практике это не всегда достигается синхронно во времени. Поэтому технология СП не получила у нас широкого применения. Тем не менее, заслуживает внимания предложение по изменению подходов к формированию архитектуры сети 20 кВ [85] – использование главных СП. Это нечто среднее между РП и СП, когда выключатели устанавливаются только на вводах, а на отходящих линиях и секционной перемычке – выключатели нагрузки. Автоматический ввод резерва (АВР) отсутствует, тем более, что он обычно есть на стороне 0,4 кВ ТП. При этом выдержки времени защит от ОЗЗ снижаются на две ступени селективности (суммарно около 0,5 с).

Таким образом, лишь за счет схемных решений и выбора необходимого минимального тока ОЗЗ можно добиться приемлемых сопротивлений заземляющих устройств и требуемой электробезопасности в кабельных сетях 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали.

3.3. Выбор тока однофазного замыкания на землю в воздушных сетях 20 кВ

С 2014 г. строительство воздушных сетей 20 кВ велось в Ханты-Мансийском автономном округе. При этом за основу был взят финский опыт, где сети

рассматриваемого класса напряжения имеют изолированную нейтраль [52]. Причина в том, что в этой стране удельное сопротивление грунтов более чем на порядок выше среднеевропейских значений. В нашем случае интерес представляет режим низкоомного резистивного заземления нейтрали, позволяющего селективно отключать поврежденное присоединение при ОЗЗ.

Методика выбора параметров срабатывания защит от ОЗЗ в воздушных и кабельных сетях имеет лишь некоторые отличия. В частности, для воздушных сетей: $K_{\text{ч}} \geq 1,5$, а не 1,25 как для кабельных; более низкие значения емкостных токов; для защиты силовых трансформаторов 20/0,4 кВ используются преимущественно плавкие предохранители, а не выключатели; широко задействовано автоматическое повторное включение (АПВ) линий и др.

При выборе тока ОЗЗ в воздушных сетях необходимо принять во внимание их характерную предпочтительную конфигурацию (рисунок 10) [86]. Участки воздушной электрической сети выполнены в виде петлевой схемы с присоединением к двум географически отдаленным центрами питания 110/20 кВ, которая секционируется реклоузерами – автоматическими пунктами секционирования ВЛ. На отходящих ответвлениях от главной магистрали за разъединителем или реклоузером (при протяженности более 2 км) располагаются ТП 20/0,4, которые по большей части являются однотрансформаторными типа СТП номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 16–100$ кВ·А, типа МТП номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 160–250$ кВ·А и типа КТПК номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{ном}} = 400–1000$ кВ·А. Защита трансформаторов 20/0,4 обеспечивается предохранителями, расположенные на стороне высшего напряжения. В нормальном режиме схема электрической сети размыкается у одного из реклоузеров с наличием АВР. Число ответвлений до трансформаторных подстанций между коммутационными аппаратами как правило составляет порядка 5-7 (на рисунке 10 представлено упрощенно).

Схема, приведенная на рисунке 10, в реальных условиях бывает еще более громоздкой и имеет большее количество пунктов секционирования. У терминалов

РЗА современных реклоузеров минимальная степень селективности по времени, гарантированная заводом-изготовителем, составляют всего 0,1 с. Последнее меньше, чем у устройств РЗА, устанавливаемых в ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ) ЦП и РП (0,2 – 0,3 с). Однако даже в простейшей схеме на рисунке 10 в ремонтном режиме при отключении, допустим, выключателя $Q5$ (при этом должны быть включены $Q1 – Q4$), выдержки времени защит от ОЗЗ на головных участках превысят 0,5 с с учетом времени перегорания предохранителей (плавких вставок). При этом стоимость заземляющего устройства может превысить (и заметно) затраты на саму КТП, что нерационально. Поэтому ступенчатая отстройка по времени устройств РЗА (как это принято для кабельных сетей) в воздушных сетях не применима.

При однофазном замыкании на землю действие релейной защиты и автоматики должно отталкиваться от наименьшего возможного времени Δt неселективного отключения всех коммутационных аппаратов и последующего однократного автоматического повторного включения с ускорением защит, начиная от выключателя центра питания [87]. Наименьшее время отстройки защит $t_{отс}$ центра питания и располагаемого по низкой стороне реклоузера составляет 0,2 с, т.е. степень селективности, заявляемая производителем устройств релейной защиты и автоматики (см. выше). В воздушных электрических сетях время ускорения защит t_y как правило берется равное 0,1 с. и более. Откуда $\Delta t = t_y + t_{отс} = 0,1 + 0,2 = 0,3$ с. Вышесказанное иллюстрируется на рисунке 13.

На рисунке 13, *а* приведен исходный фрагмент схемы на рисунке 10. Однофазное замыкание на землю происходит, допустим, на участке между реклоузерами $Q2$ и $Q3$. На рисунке 13, *б* приведена схема после неселективного отключения ОЗЗ аппаратами $Q1$ и $Q2$ с выдержкой времени $\Delta t = 0,3$ с. Восстановление схемы идет от ЦП в цикле однократного АПВ с ускорением защит ($t_y = 0,1$ с) выключателем $Q1$ после бестоковой паузы – рисунок 13, *в*. Далее от АПВ включается реклоузер $Q2$ (рисунок 3, *г*) на ОЗЗ с последующим отключением от защит с ускорением (рисунок 13, *д*). Наконец, от АВР включается реклоузер $Q3$

(рисунок 13, е) с последующим его отключением от защит с ускорением и локализацией замыкания на землю (на рисунке 13 данный фрагмент опущен).

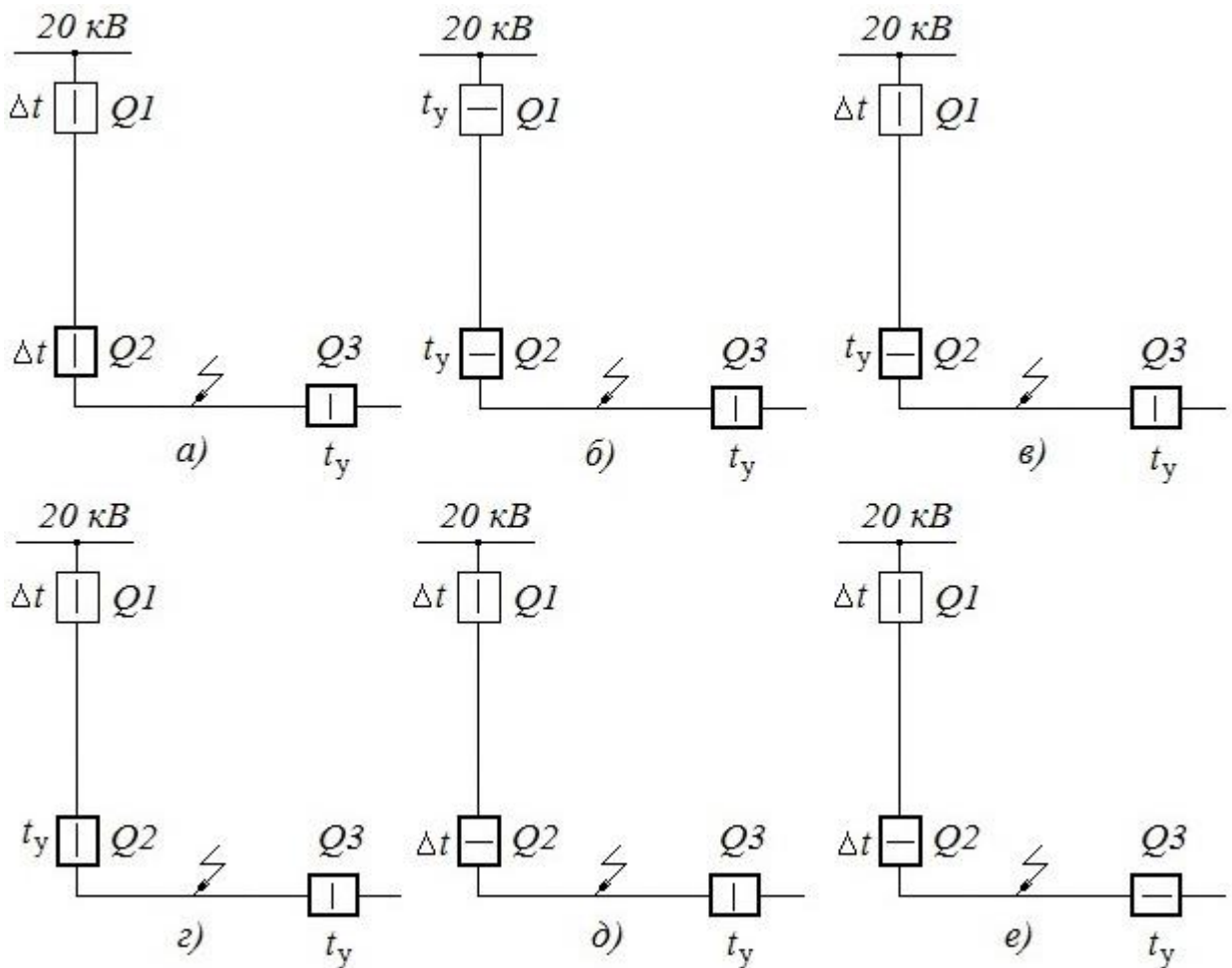


Рисунок 13 – Принцип локализации ОЗЗ в воздушных сетях 20 кВ

Времени $\Delta t=0,3$ с должно быть достаточно, чтобы в первую очередь перегорел предохранитель защищаемого присоединения (при повреждении последнего). Поэтому токи срабатывания устройств РЗА в схеме на рисунке 10 следует отстроить от времятоковых характеристик плавления плавких вставок предохранителей следующим образом: $I_{cp}=(1+\varepsilon)I_{пр}(t)$, где $\varepsilon=0,15$ – коэффициент, учитывающий погрешности терминалов РЗА и трансформаторов тока (для реклоузеров достаточно 0,05); $I_{пр}(t)$, – ток плавления плавкой вставки предохранителей, зависящий от времени t , с учетом стандартного 20%-ного разброса их времятоковых характеристик.

При выборе сопротивлений заземляющих устройств КТП 10 (6) кВ, т.е. в сетях с изолированной нейтралью, более жесткие требования к их значениям предъявляет не сторона 10(6) кВ электроустановки (где $R_3 \leq 250/I_{OЗЗ}$, но не более 10 Ом [69]), а сторона 0,4 кВ. Для нее $R_3=4$ Ом. Выполнение такого заземляющего устройства не обременительно, как с финансовой, так и материальной стороны. Было бы желательно, чтобы и для электрической сети 20 кВ сохранился порядок этих цифр, к примеру, пусть и не 4, а хотя бы 2 Ом. Как уже отмечалось ранее, $R_3=0,5$ Ом не приемлемо, так как затраты на него могут превысить таковые на отдельно взятую КТП, т.е. электроустановку массового применения, которая должна быть максимально экономичной.

В таблице 12 сведены характеристики взаимосвязей противоречивых влияющих факторов (мощность трансформатора, ток срабатывания устройств РЗА, сопротивление заземляющего устройства с позиций электробезопасности, коэффициент чувствительности устройств РЗА) при изменении тока ОЗЗ от 100 до 400 А и неселективном его отключении при $\Delta t=0,3$ с. При расчетах во внимание были приняты фактические параметры сети 10 кВ (табл. 3 и 4). Ток ОЗЗ 100–400 А – ток при замыкании вблизи шин ЦП, минимальный ток ОЗЗ – ток в конце защищаемой зоны при ремонтной схеме сети, то есть временном питании от одного ЦП. Учитывалась возможная 40%-ная перегрузка масляных трансформаторов..

В таблице 12 тенью выделены зоны, в которых обеспечивается требуемый коэффициент чувствительности устройств РЗА (1,5 и более). К слову, ток срабатывания РЗА при отстройке от тока небаланса (с учетом блокировки защиты от ОЗЗ при пуске МТЗ) составляет 31 А, а при отстройке от собственного емкостного тока присоединения – лишь 21 А.

Из анализа данных таблицы 12 видно, что на данном временном промежутке наиболее компромиссным для отечественных воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали является ток ОЗЗ на уровне 200 А (сопротивление резистора 60 Ом) при следующих ограничениях: сопротивление заземляющих устройств не выше 2 Ом, а мощность понижающих

трансформаторов не более 250 кВ·А. При мощности свыше 250 кВ·А допустить неселективную работу устройств РЗА в части отстройки от времятоковых характеристик плавких предохранителей. Последнее условие не является критичным, поскольку силовой масляный трансформатор является достаточно надежным элементом электрической сети.

Таблица 12 – Выбор сопротивлений заземляющих устройств при одновременном неселективном срабатывании устройств РЗА в течение 0,3 с

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Ток срабатывания РЗА, А	Ток однофазного замыкания на землю, А			
		100	200	300	400
		Минимальный ток однофазного замыкания на землю, А			
		90	163	222	275
		Сопротивление заземляющего устройства, Ом			
		4,25	2,13	1,42	1,06
		Коэффициент чувствительности РЗА, отн.ед.			
До 75	37	2,4	4,4	5,9	7,4
160	84	1,0	1,9	2,7	3,3
250	101	0,9	1,6	2,2	2,7
400	145	0,6	1,1	1,5	1,9
630	248	0,4	0,7	0,9	1,1
1000	386	0,2	0,4	0,6	0,7

Практика построения воздушных электрических сетей 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов среднего напряжения в промышленно развитых странах, как известно, наглядно демонстрирует тенденцию к снижению мощности подстанций для разукрупнения и упрощения сети 0,4 кВ, максимально приближая их к потребителю. В частности, во Франции мощность типовой ТП 20/0,4 кВ – это 50 кВ·А. Справедливости ради отметим, что подобные тенденции стали принимать во внимание и отечественные ведущие электросетевые организации.

В Приложении А представлены методические указания по выбору параметров устройств заземления нейтрали для сети 20 кВ с преобладанием воздушных линий электропередачи.

3.4. Выводы по главе 3

1. В последние годы относительно новый с точки зрения России класс напряжения 20 кВ начинает применяться в регионах страны. В сетях данного класса напряжения применяется способ заземления нейтрали через низкоомный резистор, что таким образом имеет значительное воздействие на определение номинальных параметров электроустановок, проводников, характеристик срабатывания устройств РЗА и сопротивлений заземляющих устройств, в том числе безопасность персонала.

2. При выборе режима нейтрали электрической сети 20 кВ (т.е. выборе сопротивления резистора заземления нейтрали или тока однофазного замыкания на землю) требуется гармонизация противоречивых влияющих факторов: надежности работы устройств РЗА, требуемых сопротивлений заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом основным влияющим фактором является структура и параметры электрической сети, а именно, ее конфигурация, схемы распределительных устройств электроустановок, параметры оборудования.

3. В России нет нормативной базы по формированию электрических сетей 20 кВ. Первые этапы их внедрения опирались на западноевропейскую практику. При этом во внимание не принималась специфика построения сетей среднего напряжения в нашей стране и за рубежом. В результате такого подхода был упущен ряд важных причинно-следственных связей в структуре и параметрах сетей, учитывающих вопросы надежности и безопасности электроустановок. В частности, принятый ток однофазного замыкания на землю в городских кабельных сетях на уровне 1 кА (как во Франции) является неоправданно завышенным с позиций обеспечения электробезопасности электроустановок.

4. Гармонизация основных влияющих факторов в кабельных сетях 20 кВ (с учетом необходимых ограничений по электробезопасности) не представляется возможной при сохранении исторически обусловленной двухзвенной архитектуры их построения. Необходим поиск приемлемых технических решений, позволяющих упрощать схему коммутации сети и сокращать количество ступеней

селективности устройств РЗА. Констатируем, что положения документа [88] тридцатилетней давности об использовании в схеме сети распределительных пунктов лишь при наличии технико-экономических обоснований, так и не были реализованы.

5. Для воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали компромиссным значением тока однофазного замыкания на землю видится 200 А при следующих ограничениях: номинальная мощность трансформатора 20/0,4 кВ не более 250 кВ·А; сопротивление заземляющего устройства не менее 2 Ом. Независимо от рассматриваемых значений, отключение замыкания на землю осуществляется неселективным действием устройств РЗА в течение 0,3 с. Последующее восстановление схемы и локализация повреждения реализуется в цикле последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя центра питания сети.

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА ПИЛОТНОГО УЧАСТКА 10(6) кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 20 кВ

4.1. Постановка задачи

С целью практической оценки оправданности перевода воздушной электрической сети 10(6) на 20 кВ необходимо произвести соответствующие расчеты. В данной главе представлено технико-экономическое обоснование перевода пилотного участка сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ одного из районов крупной электросетевой компании европейской части страны.

В рамках технико-экономического обоснования перевода пилотного участка сети 10(6) кВ на напряжение 20 кВ в данной главе были выполнены следующие шаги:

- описан пилотный участок и объем реконструкции;
- проведен расчет нормальных и послеаварийных режимов сети 6-20 кВ пилотного района для текущих и перспективных нагрузок и анализ пропускной способности до и после перевода сети на напряжение 20 кВ;
- экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети 10 кВ.

4.2. Описание пилотного участка

Пилотный участок выбран в Зарайском районе электрических сетей (РЭС), расположенный в Московской области. При выборе были учтены следующие технические факторы:

- Требуется реконструкция ПС-62 Зарайск.
- Значительное количество самонесущего изолированного провода (СИП).
- Проведение строительно-монтажных работ и дальнейшей опытной эксплуатации несет минимальные риски перерыва электроснабжения потребителей.
- Компактность пилотного района (для минимизации возможных убытков).

Предполагалась установка трансформатора 110/20 кВ на ПС-62 Зарайск и установка двух трансформаторов 35/20/10 кВ на ПС-298 Третьяково. Реконструируются присоединения (фидеры) 6, 7 ПС-298 Третьяково с переводом

на 20 кВ. Нагрузка фидера 33 ПС–712 Осетр частично переводится на ПС–62 Зарайск (достраиваются участки линий до ПС–62 Зарайск) с дальнейшим переводом присоединений на 20 кВ. Суммарная нагрузка района составляет 1716 кВт.

При переводе на 20 кВ предполагается реконструировать существующее оборудование:

- 8 ЗТП (6 ЗТП реконструируются с сохранением типа ТП, 1 ЗТП - реконструируется в СТП, 1 ЗТП - реконструируется в КТП);
- 12 КТП (2 КТП реконструируются с сохранением типа ТП, 10 КТП реконструируется в МТП);
- 7 МТП (все существующие МТП реконструируются с сохранением типа ТП);
- 5 линейных разъединителей (ЛР);
- 44,0 км неизолированных воздушных ЛЭП (на провод марки СИП-3 - 70);
- 4,9 км неизолированных воздушных ЛЭП (на провод марки СИП-3 - 35);
- 6,8 км неизолированных воздушных ЛЭП (на двухцепную ЛЭП, провод марки СИП-3 - 70);
- 6,2 км изолированных воздушных ЛЭП (частичная реконструкция с учетом технического состояния и соответствия оборудования требованиям для ЛЭП 20 кВ).

При переводе на 20 кВ предполагается демонтировать:

- 1 РТП, 1 ЗТП, 1 КТП, 1 реклоузер, 1 ЛР.

При переводе на 20 кВ предполагается построить:

- 2,1 км кабельных линий электропередачи и 0,4 км ВЛ 0,4 кВ;
- 1 блок-трансформатор 10/20 кВ мощностью 1600 кВА;
- 1 блок-трансформатор 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и 1 реклоузер на ПС-62 Зарайск, 2 блок-трансформатора 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и 2 реклоузера на ПС-298 Третьяково для организации электроснабжения напряжением 20 кВ;
- 7 ЛР;

- секционирование сети выполнить на основе реклоузеров (установка 10 шт.).

Однолинейная схема сети 10 кВ пилотного района в Зарайском РЭС до и после реконструкции представлена на рисунках Б.1-Б.3 в Приложении Б.

4.3. Расчеты режимов работы электрической сети до перевода пилотного района на 20 кВ

В целях определения технико-экономической эффективности электрической сети в пилотном участке разработана модель электрической сети, которая максимально достоверно представляет требуемые характеристики, кроме того функционирование сети РЭС описывается оптимальной экономической и технической нагрузкой.

Технический оптимум загрузки сети РЭС соответствует минимальному значению потерь электроэнергии (мощности) в сети, что соответствует максимальной передаче электроэнергии в сеть РЭС.

Экономический оптимум загрузки сети соответствует минимальному уровню потерь передаваемой электроэнергии (мощности) по сети при учете необходимых технических условий по передаче электроэнергии (пропускная способность элементов электрической сети, надежность и качество электроэнергии и др.).

Лучший результат для повышения эффективности работы сетей 6-20 кВ дает синхронное решение двух задач – обеспечение отклонения напряжения у потребителя в допустимых пределах и снижение потерь энергии в сети.

Для расчета технико-экономической эффективности работы электрической сети с использованием разработанной модели можно:

- провести анализ технической загрузки электрической сети с учетом наибольшего КПД передачи электроэнергии, по классам напряжения, а также в общем по РЭС (пропускная способность, потенциал и необходимость дополнительной загрузки РЭС);
- провести анализ экономичности передачи электроэнергии по электрическим сетям электросетевой компании для увеличения ее эффективности

(расчет фактических потерь электроэнергии и прогнозная оценка потерь электроэнергии в случае изменения электроэнергии в сеть);

- провести анализ технической и экономической эффективности передачи электроэнергии в рамках проектных работ, реконструкции или модернизации электрических сетей.

Для достижения поставленной цели – увеличение пропускной способности сети РЭС – необходимо решить несколько задач:

- рассмотреть возможные варианты увеличения пропускной способности сети РЭС;
- проанализировать технические решения и выбрать рациональное, применимое к существующей схеме электроснабжения;
- предложить конструктивные решения для реализации выбранного способа.

Был произведен расчет нормальных и послеаварийных режимов сети 6-20 кВ пилотного района в Зарайском РЭС для текущих и перспективных нагрузок. В нормальных режимах на всех фидерах качество напряжения соответствует ГОСТ 32144-2013. Далее приведены основные результаты расчетов, при этом подробные расчеты не приводятся ввиду их большого объема. Планируемый рост нагрузок из-за развития территории в ближайшие годы принят равным 2% в год.

Результаты расчетов потерь мощности в сети 6-20 кВ до и после реконструкции пилотного участка для текущих и перспективных нагрузок сведены в таблицу 13.

Снижение потерь мощности после реконструкции сети пилотного участка составит 1-2%.

Таблица 13 – Потери мощности до и после реконструкции сети пилотного участка

Наименование	Акт. мощность головного участка, кВт	Потери активной мощности			
		Потери в линиях, кВт	Потери в тр-ах, кВт	Суммарные потери, кВт	Суммарные потери, %
Нагрузки 2016 года					
Прилегающая сеть 10 кВ до реконструкции	1442	60	65	125	9
Прилегающая сеть 10 кВ после реконструкции	1441	51	66	117	8
		Изменение потерь		8	1
Исходная сеть 10 кВ пилотного участка	576	6	32	38	7
Сеть 20 кВ пилотного участка	569	2	27	29	5
		Изменение потерь		9	2
Нагрузки перспективные					
Прилегающая сеть 10 кВ до реконструкции	2475	164	68	232	9
Прилегающая сеть 10 кВ после реконструкции	2472	140	69	209	8
		Изменение потерь		23	1
Исходная сеть 10 кВ пилотного участка	994	14	34	48	5
Сеть 20 кВ пилотного участка	1000	6	32	38	4
		Изменение потерь		10	1

4.4. Анализ пропускной способности электрических сетей 6-20 кВ РЭС

Для оценки возможного технического присоединения новых абонентов к электрическим сетям был произведен расчет пропускной способности сети 6-20 кВ пилотного района в Зарайском РЭС с учетом обеспечения нормированного уровня напряжения и допустимых нагрузок оборудования. Пропускная способность выбранных фидеров (ПС-712 Осетр ф.33, ПС-298 Третьяково ф.6 и ф.7) и резервируемых от них фидеров (ПС-456 Маслово ф.22) до и после перевода пилотного района на 20 кВ приведена в таблицах 14 и 15.

Данные о резерве мощности на фидерах пилотной зоны для текущих и перспективных нагрузок до и после перевода пилотного района на 20 кВ приведены в таблицах 16 и 17.

Таблица 14 – Пропускная способность сети 10 кВ пилотной зоны Зарайского РЭС до перевода пилотного района на 20 кВ

№	Наименование	Пропускная способность, кВт	Ограничения		
			Напряжение, кВ	Загрузка, %	Перегрузка тр-ров
1	ПС-712 Осетр:ф.33	3641	9,0	102	-
2	ПС-456 Маслово:ф.22	2325	9,0	53	-
3	ПС-298 Третьяково:ф.7	2839	9,1	103	+
4	ПС-298 Третьяково:ф.6	2047	9,0	66	-

Таблица 15 – Пропускная способность сети 10-20 кВ пилотной зоны Зарайского РЭС после перевода пилотного района на 20 кВ

№	Наименование	Пропускная способность, кВт	Ограничения		
			Напряжение, кВ	Загрузка, %	Перегрузка тр-ров
1	ПС-712 Осетр:ф.33	3323	9,2	102	-
2	ПС-62 Зарайск:ф.21	8950	19,3	101	+
3	ПС-456 Маслово:ф.22	2325	9,0	53	-
4	ПС-298 Третьяково:ф.7	9411	18,2	101	+
5	ПС-298 Третьяково:ф.6	8075	18,0	83	+

Таблица 16 – Резерв мощности на фидерах пилотной зоны Зарайского РЭС до перевода пилотного района на 20 кВ

№	Наименование фидера	Номинальное напряжение, кВ	Длина фидера по магистрали, км	Общая длина фидера, км	Установленная мощность трансформаторов, кВт	Пропускная способность, кВт	Нагрузки 2016 года		Нагрузки перспективные	
							Загрузка фидера, кВт	Резерв фидера, кВт	Загрузка фидера, кВт	Резерв фидера, кВт
1	ПС-712 Осетр:ф.33	10	11	25	5037	3641	828	2813	1449	2192
2	ПС-456 Маслово:ф.22	10	26	71	13116	2325	875	1450	1475	850
3	ПС-298 Третьяково:ф.7	10	18	24	1593	2839	192	2647	339	2500
4	ПС-298 Третьяково:ф.6	10	20	28	4433	2047	123	1924	206	1841
Итого по РЭС (10 кВ):		-	-	-	24179	10852	2018	8834	3469	7383
Итого по РЭС:		-	-	-	24179	10852	2018	8834	3469	7383

Таблица 17 – Резерв мощности на фидерах пилотной зоны Зарайского РЭС после перевода пилотного района на 20 кВ

№	Наименование фидера	Номинальное напряжение, кВ	Длина фидера по магистрали, км	Общая длина фидера, км	Установленная мощность трансформаторов, кВт	Пропускная способность, кВт	Нагрузки 2016 года		Персп. Нагрузки	
							Загрузка фидера, кВт	Резерв фидера, кВт	Загрузка фидера, кВт	Резерв фидера, кВт
1	ПС-712 Осетр:ф.33	10	6	14	3323	3064	566	2498	997	2067
2	ПС-456 Маслово:ф.22	10	26	71	13116	2325	875	1450	1475	850
3	ПС-298 Третьяково:ф.7	10 (20)	11	25	4426	9411	219	9192	387	9024
4	ПС-298 Третьяково:ф.6	10 (20)	16	26	4477	8075	276	7799	487	7588
5	ПС-62 Зарайск:ф.21	6 (20)	10	12	3760	8950	74	8876	126	8824
Итого по РЭС (10 кВ):		-	-	-	16439	5389	1441	3948	2472	2917
Итого по РЭС (20 кВ):		-	-	-	5438	26436	569	25867	1000	25436
Итого по РЭС:		-	-	-	21877	31825	2010	29815	3472	28353

Анализ исходной сети 10 кВ пилотного района в Зарайском РЭС показал:

– в сети 10 кВ для нагрузок 2016 года резерв менее 1000 кВт не наблюдается ни на одном фидере;

– в сети 10 кВ для перспективных нагрузок резерв менее 1000 кВт наблюдается на 1 фидере;

– в сети 10 кВ протяженность 4-х (из 4-х) фидеров более 10 км;

– резерв сети 10 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 8,8 МВт;

– резерв сети 10 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 7,4 МВт;

– резерв сети 10 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 7,6 МВт;

– резерв сети 10 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 6,2 МВт.

Анализ сети 10-20 кВ пилотного района в Зарайском РЭС после перевода на 20 кВ показал:

– в сети 10 кВ для нагрузок 2016 года резерв менее 1000 кВт не наблюдается ни на одном фидере;

– в сети 10 кВ для перспективных нагрузок резерв менее 1000 кВт наблюдается на 1 фидере;

– в сети 10 кВ протяженность 1-го (из 2-х) фидеров более 10 км;

– резерв сети 10 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 3,9 МВт;

– резерв сети 10 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 2,9 МВт;

– резерв сети 10 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 3,9 МВт;

– резерв сети 10 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 2,9 МВт.

– в сети 20 кВ резерв менее 1000 кВт не наблюдается ни на одном фидере для нагрузок 2016 года и для перспективных нагрузок;

– в сети 20 кВ протяженность 2-х (из 3-х) фидеров более 10 км;

– резерв сети 20 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 25,9 МВт;

– резерв сети 20 кВ (без учета перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 25,4 МВт;

– резерв сети 20 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для нагрузок 2016 года составляет 4,8 МВт;

– резерв сети 20 кВ (с учетом перегрузки трансформаторов) для перспективных нагрузок составляет 4,4 МВт;

– текущая нагрузка сети 20 кВ составляет 0,57 МВт;

– пропускная способность сети 20 кВ ограничена выбранными блок-трансформаторами 6(10)/20 кВ, общей суммарной мощностью 4,8 МВА.

С учетом выполненных мероприятий обеспечена пропускная способность пилотного района в Зарайском РЭС с нормированным уровнем напряжения и допустимой нагрузкой оборудования.

4.5. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети 10 кВ для пилотного участка в Зарайском РЭС

Рассматриваются два варианта владения сетью в течение 30 лет:

1. Сохранение напряжения 10 кВ; реконструкция ВЛ, выполненных проводом марки А, на провод марки СИП-3 .

2. Реконструкция рассматриваемых фидеров с переводом выбранного участка на 20 кВ. Описание реконструкции пилотного участка приведено в разделе 4.1.

4.6. Экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети 10 кВ. Расчет дисконтированных затрат

4.6.1. Характеристика проектируемого объекта и исходной электрической сети 10 кВ

Месторасположение электрической сети - Московская область РФ.

Вид работ - реконструкция.

Срок выполнения работ - 1 календарный год.

Количество фидеров 10 кВ – 3 шт.

Норма дисконтирования принята равной 10%.

Число часов использования максимума нагрузки – 6000 ч.

Срок полезного использования оборудования сети 10 кВ к моменту реконструкции - 15 лет. Срок полезного использования абонентского оборудования 10 кВ к моменту реконструкции - 5 лет.

Данные о нагрузках и потерях электроэнергии для рассматриваемых вариантов приведены в таблицах 18-21. В нормальных режимах на всех фидерах качество напряжения соответствует ГОСТ 32144-2013.

Таблица 18 – Расчет нормального режима исходной сети 10 кВ для нагрузок 2016г.

№ п.п	Наименование фидера	Напряжение в центре питания, кВ	Головной участок		Минимальное напряжение на фидере		Потери активной мощности			
			Акт. мощность, кВт	Реакт. мощность, квар	U, кВ	ΔU, %	Потери в линиях, кВт	Потери в тр-ах, кВт	Суммарные потери	
									кВт	%
1	ПС-298 Третьяково:ф.6	10	123	133	10,4	4	2	17	19	15
2	ПС-298 Третьяково:ф.7	10	192	109	10,4	4	2	7	9	5
3	ПС-712 Осетр:ф.33	10	828	311	10,2	2	20	21	41	5
4	ПС-712 Осетр:ф.33 (рек. часть)	10	261	100	10,2	2	2	8	10	4
5	ПС-456 Маслово:ф.22	10	875	456	9,9	-1	42	52	94	11

Таблица 19 – Расчет нормального режима исходной сети 10 кВ для перспективных нагрузок

№ п.п	Наименование фидера	Напряжение в центре питания, кВ	Головной участок		Минимальное напряжение на фидере		Потери активной мощности			
			Акт. мощность, кВт	Реакт. мощность, квар	U, кВ	ΔU, %	Потери в линиях, кВт	Потери в тр-ах, кВт	Суммарные потери	
									кВт	%
1	ПС-298 Третьяково:ф.6	10	206	133	10,3	3	3	17	20	10
2	ПС-298 Третьяково:ф.7	10	339	162	10,3	3	4	8	12	4
3	ПС-712 Осетр:ф.33	10	1449	433	9,9	-1	57	25	82	6
4	ПС-712 Осетр:ф.33 (рек. часть)	10	449	133	9,9	-1	7	9	16	3
5	ПС-456 Маслово:ф.22	10	1475	705	9,5	-5	114	52	166	11

Таблица 20 – Расчет нормального режима сети 20 кВ для нагрузок 2016 года

№ п.п	Наименование фидера	Напряжение в центре питания, кВ	Головной участок		Минимальное напряжение на фидере		Потери активной мощности			
			Акт. мощность, кВт	Реакт. мощность, квар	U, кВ	ΔU, %	Потери в линиях, кВт	Потери в тр-ах, кВт	Суммарные потери	
									кВт	%
1	ПС-298 Третьяково:ф.6	10 (20)	276	123	20,7	3.8	1	11	12	4
2	ПС-298 Третьяково:ф.7	10 (20)	219	127	20,8	4.1	1	7	8	4
3	ПС-62 Зарайск:ф.21	6 (20)	74	10	21,0	4.9	0	9	9	13
4	ПС-712 Осетр:ф.33	10	566	208	10,3	3	9	14	23	4
5	ПС-456 Маслово:ф.22	10	875	456	9,9	-1	42	52	94	11

Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии – 2,18 руб./кВт·ч

Таблица 21 – Расчет нормального режима сети 20 кВ для перспективных нагрузок

№ п.п	Наименование фидера	Напряжение в центре питания, кВ	Головной участок		Минимальное напряжение на фидере		Потери активной мощности			
			Акт. мощность, кВт	Реакт. мощность, квар	U, кВ	ΔU , %	Потери в линиях, кВт	Потери в тр-ах, кВт	Суммарные потери	
									кВт	%
1	ПС-298 Третьяково:ф.6	10 (20)	487	173	20,6	3,1	4	15	19	4
2	ПС-298 Третьяково:ф.7	10 (20)	387	192	20,7	3,5	2	8	10	3
3	ПС-62 Зарайск:ф.21	6 (20)	126	11	21,0	4,8	0	9	9	8
4	ПС-712 Осетр:ф.33	10	997	291	9,5	-5	26	17	43	4
5	ПС-456 Маслово:ф.22	10	1475	705	9,5	-5	114	52	166	11

4.6.2. Анализ прироста стоимости ТП при переводе с напряжения 6-10 кВ на 20 кВ

Анализ структуры стоимости ТП 6-10 кВ

Анализ структуры цены ТП велся на основании смет, выданных ПАО «Россети Московский регион» по ценам на 1 квартал 2001 г. без НДС. Сметы взяты из следующих типовых проектов:

- МРС-20-2598-ЭС «СТП 10(6)/0,4 кВ мощностью до 16-25 кВ·А для сельской местности в Московской области для потребителей 3 категории надежности»;
- МРС-20-2595-ЭП «Комплектная трансформаторная подстанция напряжением 10(6)/0,4 кВ мощностью от 40 до 250 кВ·А мачтового типа»;
- МРС-17-2545 «КТПК 10(6)/0,4 с воздушным вводом мощностью от 63 до 400 кВ·А для применения в сельской и городской местности в Московской области, для потребителей 3 категории надежности электроснабжения».

Структура цены СТП

Структура цены СТП 6-10 кВ представлена в виде диаграммы (рисунок 14).

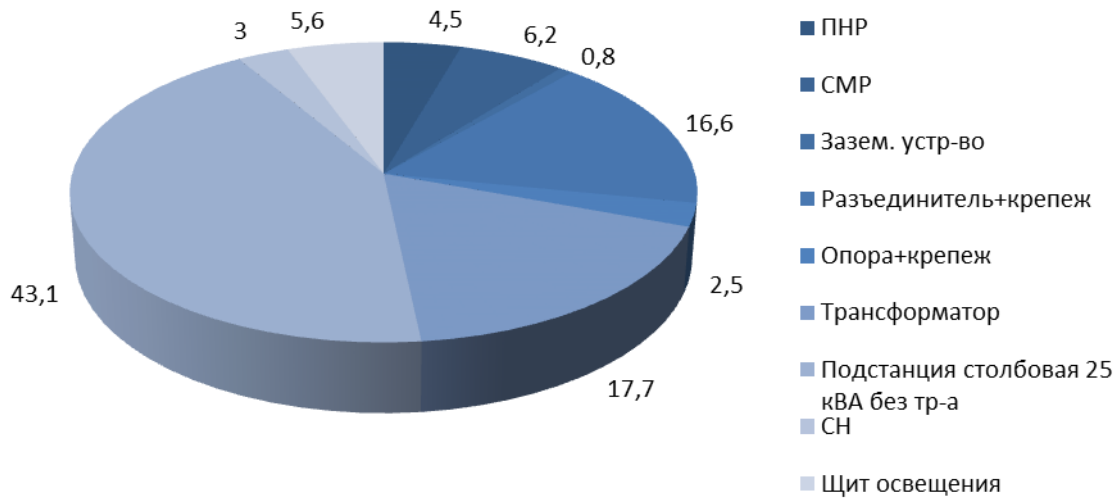


Рисунок 14 – Структура стоимости СТП

Структура цены МТП

Структура цены МТП 6-10 кВ представлена в виде диаграммы (рисунок 15):

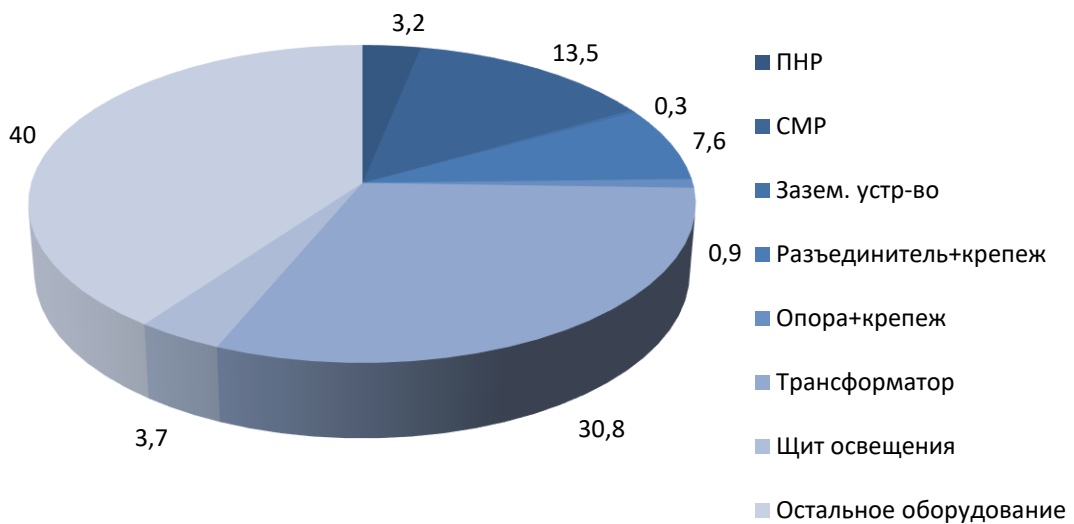


Рисунок 15 – Структура стоимости МТП

Структура цены КТПК

Структура цены КТПК 6-10 кВ представлена в виде диаграммы (рисунок 16)

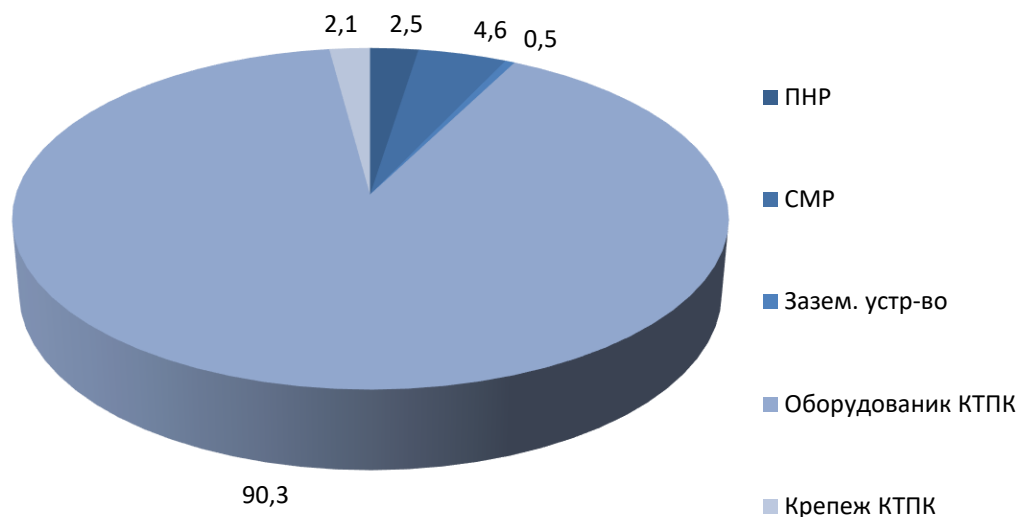


Рисунок 16 – Структура стоимости КТПК

При рассмотрении структуры цены были выявлены общие тенденции:

- Стоимость СМР и ПНР в сумме составляет от 10 до 15% стоимости ТП;
- Трансформатор, как единица оборудования, имеет наибольший вес в цене ТП.

4.6.3. Стоимость характеристики оборудования 20 кВ

Цены на оборудование, представленные ниже, получены на 1 квартал 2020 г. без НДС в соответствии с ТКП от крупнейших заводов изготовителей.

В таблице 22-23 представлены стоимостные характеристики основного электротехнического оборудования (трансформаторов ТМГ 10(20) кВ, разъединителей РЛК 10(20) кВ, ОПН 10(20) кВ, изоляторов 10(20) кВ, предохранителей ПКТ-VK 10(20) кВ, заземляющих устройств сопротивлениями 4 и 2 Ом).

Таблица 22 – Стоимость трансформаторов ТМГ 10(20)/0,4 кВ

Мощность, кВ·А	По ценам Поставщика 1 без НДС, руб		По ценам Поставщика 2 без НДС, руб		По ценам Поставщика 3 без НДС, руб	
	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ
16	55500	-	69933	79449	-	-
25	61850	-	69933	81303	65552	-
32	-	-	77451	86069	-	-
40	70000	-	77451	90042	72327	174293
63	82400	-	87702	101959	85290	211311
100	99850	-	97953	113877	87021	249426
160	124800	-	126427	146981	111771	298161
250	167900	-	192203	272288	161358	373051
400	210550	-	232881	333051	202504	-
630	320150	464650	355932	508475	295566	-
1000	459650	673750	503390	720339	423352	-

Таблица 23 – Стоимость оборудования

Наименование оборудования	Цена без НДС, руб
РЛК-СЭЦ-2-П-10/630	62000
РЛК-СЭЦ-2-П-20/630	92000
ОПН-10 УХЛ1	2500
ОПН-20 УХЛ1	8000
Изолятор ШФ-10Г	250
Изолятор ШФ-20Г	350
ПКТ-VK-10 УЗ	4450
ПКТ-VK-20 УЗ	9700
Заземляющее устройство (2 Ом)	60 000
Заземляющее устройство (4 Ом)	20 000

4.6.3. Стоимость ТП 20 кВ

В качестве основы для расчета стоимости ТП 20 кВ примем стоимость ТП 10 кВ по Укрупненные Нормативы Цены (УНЦ).

На основе результатов, полученных в пункте 4.6.2, стоимость по УНЦ представляется в виде суммы трех составляющих: СМР, ПНР, оборудование и переводится к уровню 2020 г. (таблица 28).

Таблица 28 – УНЦ в ценах на 2020 г.

Номер расценок	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ	Норматив полной цены, тыс. руб	СМР, тыс. руб	ПНР, тыс. руб	Оборудование, тыс. руб
T4-01	1 x 16	10(6)	403,6	57,16	13,21	333,26
T4-02	1 x 25	10(6)	415,3	58,82	13,60	342,93
T4-03	1 x 40	10(6)	430,3	60,93	14,09	355,24
T4-04	1 x 63	10(6)	456,9	64,70	14,96	377,22
T4-05	1 x 100	10(6)	484,6	68,62	15,86	400,08
T4-06	1 x 160	10(6)	531,4	75,26	17,40	438,77
T4-07	1 x 250	10(6)	606,0	85,81	19,84	500,33

Вышеприведенный расчет относится к МТП. Расчет для остальных типов и мощностей ТП выполнен аналогичным способом.

Стоимость заменяемого оборудования

Рассчитаем стоимость заменяемого оборудования на примере МТП мощностью 250 кВ·А (таблица 29).

Таблица 29 – Стоимость заменяемого оборудования в тыс. руб.

Наименование	Стоимость 10 кВ	Стоимость 20 кВ	Δ
Трансформатор	192,2	272,3	80,1
Разъединитель	62,0	92,0	30,0
ОПН 3 шт	7,5	24,0	16,5
Изоляторы 6 шт	1,5	2,1	0,6
Предохранители 3 шт	13,4	29,1	15,7
Заземляющее устройство	20	60	40
Итого	296,6	479,5	182,9

Расчет для остальных типов и мощностей ТП выполнен аналогичным способом.

4.6.4. Расчет стоимости ТП 20 кВ

В связи с тем, что стоимость СМР и ПНР для 10 и 20 кВ можно считать идентичной, расчет стоимости ТП 20 кВ будет заключаться только лишь в замене оборудования 10 кВ на 20 кВ (таблица 30).

Таблица 30 – Расчет стоимости ТП 20 кВ в тыс. руб

	Норматив полной цены	СМР	ПНР	Оборудование
Стоимость ТП 10 кВ	606,0	85,81	19,84	500,33
Суммарная Δ	-	-	-	182,97
Стоимость ТП 20 кВ	788,9	85,81	19,84	683,29
Прирост стоимости при переводе на 20 кВ, %				30,19

Расчет для остальных типов и мощностей выполнен аналогичным способом.

Итоговая сумма капитальных вложений для варианта 20 кВ определяется с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ. Сумма капитальных вложений для варианта 20 кВ для расчета дисконтированных затрат определяется без учета стоимости этого оборудования.

Данные об объеме работ и стоимости оборудования для текущего уровня цен для рассматриваемых вариантов приведены в таблицах 31 – 34.

Таблица 31 – Объем работ и стоимость ЛЭП для текущего уровня цен

Описание оборудования и работ					Количество оборудования		Стоимость за 1 ед. (оборудование и работы), млн руб.	
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	Вариант 10 кВ	Вариант 20 кВ	10 кВ	20 кВ	
ЛЭП 6-20 кВ								
ВЛ				км	67,8	61,0	-	-
ВЛ	Реконструкция	СИП-3	70	км	62,9	50,2	2,08	2,08
	Реконструкция	СИП-3	35	км	4,9	4,9	1,87	1,87
	Реконструкция	СИП-3 (2 цепи)	70	км	0	6,8	2,54	2,54

Продолжение таблицы 31

Описание оборудования и работ				Количество оборудования		Стоимость за 1 ед. (оборудование и работы), млн руб.		
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	Вариант 10 кВ	Вариант 20 кВ	10 кВ	20 кВ	
КЛ			км	0,4	0,6	-	-	
КЛ	Реконструкция	АСБ	120	км	0,3	0	4,16	4,46
	Строительство	АСБ	150	км	0	2,1	4,46	4,74
АПС			км	8	10 (13*)	-	-	
	Строительство	Реклоузер 10 кВ	шт	8	1	2,15	2,5	
	Строительство	Реклоузер 20 кВ	шт	0	9 (12*)	2,15	2,5	
ЛР			шт.	6	12			
ЛР	Реконструкция с полной заменой	-	шт.	6	5	0,07	0,1	
ЛР	Строительство	-	шт.	0	7	0,06	0,09	
УТКЗ			шт.	10	10			
УТКЗ	Строительство	-	шт.	10	10	0,15	0,15	
ЛЭП 0,4 кВ				0	0,4			
ВЛ 0,4 кВ	Строительство	СИП	км	0	0,4	0,33	0,33	

* Для расчета итоговой суммы капитальных вложений для варианта 20 кВ (с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ).

Таблица 32 – Объем работ и стоимость оборудования (при полной реконструкции)

ТП для текущего уровня цен

Описание оборудования и работ				Количество реконструируемого оборудования				Стоимость за 1 ед. (оборудование), млн руб.		Стоимость за 1 ед. (работы), млн руб.
				10 кВ		20 кВ		10 кВ	20 кВ	
Тип оборуд.	Описание работ	Марка	Ед. изм.	всего	абонентское	всего	абонентское	10 кВ	20 кВ	
ТП/РТП 6-20 кВ			шт					-	-	-
СТП			шт	0	0	1	0	-	-	-
	Реконструкция	40 кВА	шт	-	-	1	-	0,38	0,49	0,05
МТП			шт	7	0	17	0	-	-	-
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	-	-	-	0,34	0,46	0,07
	Реконструкция	40 кВА	шт	-	-	1	-	0,36	0,47	0,08
	Реконструкция	63 кВА	шт	2	-	6	-	0,38	0,5	0,08

Продолжение таблицы 32

Описание оборудования и работ				Количество реконструируемого оборудования				Стоимость за 1		Стоимость за 1 ед. (работы), млн руб.
				10 кВ		20 кВ		ед. (оборудование), млн руб.		
Тип оборуд.	Описание работ	Марка	Ед. изм.	всего	абонентское	всего	абонентское	10 кВ	20 кВ	
	Реконструкция	100 кВА	шт	2	-	3	-	0,4	0,52	0,08
	Реконструкция	160 кВА	шт	1	-	3	-	0,44	0,56	0,09
	Реконструкция	250 кВА	шт	1	-	4	-	0,5	0,68	0,11
КТП			шт	13	2	3	1	-	-	-
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	1	-	-	0,63	0,74	0,06
	Реконструкция	63 кВА	шт	4	-	-	-	0,67	0,78	0,06
	Реконструкция	100 кВА	шт	1	-	-	-	0,84	0,96	0,07
	Реконструкция	160 кВА	шт	2	-	-	-	0,88	1,01	0,08
	Реконструкция	250 кВА	шт	3	-	3	-	0,96	1,14	0,08
	Реконструкция	400 кВА	шт	1	-	-	-	1,09	1,29	0,09
	Реконструкция	630 кВА	шт	1	1	-	1	1,39	1,64	0,12
ЗТП			шт	9	0	6	0	-	-	-
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	-	-	-	1,09	1,27	0,4
	Реконструкция	180 кВА	шт	1	-	-	-	1,67	1,96	0,6
	Реконструкция	250 кВА	шт	2	-	3	-	1,67	1,96	0,6
	Реконструкция	320 кВА	шт	1	-	-	-	1,89	2,21	0,68
	Реконструкция	400 кВА	шт	1	-	1	-	1,89	2,21	0,68
	Реконструкция	2х250 кВА	шт	1	-	1	-	2,48	2,91	0,9
	Реконструкция	2х 400 кВА	шт	2	-	1	-	2,77	3,26	1,01

Таблица 33 – Объем работ и стоимость оборудования ТП (при реконструкции на 20 кВ) для текущего уровня цен

ТП после реконструкции		Тип реконструкции	Стоимость за 1 ед. (оборудование), млн руб.	Стоимость за 1 ед. (работы), млн руб.
Тип и наименование	Установленная мощность, кВА			
ЗТП-267	400+400	частичная	0,958	0,14
ЗТП-55	250	частичная	0,511	0,06
ЗТП-181	250	частичная	0,511	0,06
ЗТП-142	250+250	частичная	0,836	0,12
ЗТП-33	400	частичная	0,572	0,07
ЗТП-42	250	частичная	0,511	0,06
КТП-82	250	полная	1,14	0,09
КТП-410	250	частичная	0,419	0,07
КТП-166	250	полная	1,14	0,09
МТП-75	250	полная	0,68	0,11
МТП-426	160	полная	0,56	0,09
СТП-161	40	полная	0,49	0,05
МТП-443	100	частичная	0,261	0,06
МТП-35	100	полная	0,52	0,08
МТП-114	40	частичная	0,237	0,05
МТП-34	160	полная	0,56	0,09
МТП-36	63	полная	0,5	0,08
МТП-441	63	частичная	0,249	0,06
МТП-427	63	частичная	0,249	0,06
МТП-433	160	частичная	0,294	0,07
МТП-32	63	полная	0,5	0,08
МТП-40	250	полная	0,68	0,11
МТП-432	250	частичная	0,419	0,08
МТП-39	250	полная	0,68	0,11
МТП-442	100	частичная	0,261	0,06
МТП-38	63	полная	0,5	0,08
МТП-37	63	полная	0,5	0,08
Итого			16,90	

Таблица 34 – Объем работ и стоимость блок-трансформаторов 10/20 кВ для текущего уровня цен

Описание оборудования и работ				Количество оборудования		Стоимость за 1 ед. (оборудование), млн руб.		Стоимость за 1 ед. (работы), млн руб.
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	Вариант 10 кВ	Вариант 20 кВ	10 кВ	20 кВ	
БТ 6 (10)/20 кВ			шт			-	-	-
	Строительство	1600 кВА	шт	0	1 (4*)	-	2,0**	0,5

* Для расчета итоговой суммы капитальных вложений для варианта 20 кВ (с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ).

**Стоимость блок-трансформаторов приведена без учета стоимости КРУН.

Затраты на оборудование и работы, связанные с заземлением нейтрали сети 20 кВ составляют 1,4 млн руб. для каждого блок-трансформатора и обусловлены установкой резистора РЗН-200-20-10 УХЛ.

4.6.5. Расчет капитальных вложений

При расчете капитальных вложений для варианта сети 10 кВ использовались следующие допущения:

- при рассмотрении 30-ти летнего периода при нормативном сроке службы ВЛ 40 лет принято, что 1 раз будет проведена реконструкция всех ВЛ;
- при рассмотрении 30-ти летнего периода при нормативном сроке службы ТП 30 лет принято, что 1 раз будет проведена реконструкция всех ТП.

При переводе на 20 кВ все ТП 10/0,4 кВ и все ЛЭП 10 кВ реконструируются. Реконструкция абонентских электроустановок производится с последующим выкупом этих электроустановок (с учетом остаточной стоимости оборудования).

Капитальные вложения для оборудования ЛЭП, ТП и БТ для рассматриваемых вариантов приведены в таблицах 35-36 и 33.

Таблица 35 – Капитальные вложения для ЛЭП

Описание оборудования и работ				Количество оборудования		Итоговая стоимость (оборудование и работы), млн руб.		
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	Вариант 10 кВ	Вариант 20 кВ	10 кВ	20 кВ	
ЛЭП 6-20 кВ						158,86	166,7 (174,20*)	
ВЛ				км	67,8	61,0	140,00	130,83
ВЛ	Реконструкция	СИП-3	70	км	62,9	54,2	130,83	104,42
	Реконструкция	СИП-3	35	км	4,9	4,9	9,16	9,16
	Реконструкция	СИП-3 (2 цепи)	70	км	0	6,8	0	17,26
КЛ				км	0,4	0,6	1,25	9,95
КЛ	Реконструкция	АСБ	120	км	0,3	0	1,25	0
	Строительство	АСБ	150	км	0	2,1	0	9,95
АПС				км	8	10 (13*)	17,20	24,65 (32,50*)
	Строительство	Реклоузер 10 кВ	шт	8	1	17,20	2,50	
	Строительство	Реклоузер 20 кВ	шт	0	9 (12*)	0	30,00	
ЛР				шт.	6	12	0,42	1,13
ЛР	Реконструкция с полной заменой	-	шт.	6	5	0,42	0,50	
ЛР	Строительство	-	шт.	0	7	0	0,63	
УТКЗ				шт.	10	10	1,50	1,50
УТКЗ	Строительство	-	шт.	10	10	1,50	1,50	
ЛЭП 0,4 кВ					0	0,4	0	0,13
ВЛ 0,4 кВ	Строительство	СИП	км	0	0,4	0	0,13	

* Для расчета итоговой суммы капитальных вложений для варианта 20 кВ (с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ).

Таблица 36 – Капитальные вложения для ТП (при полной реконструкции)

Описание оборудования и работ				Количество реконструируемого оборудования				Итоговая стоимость (оборудование и работы), млн руб.	
				10 кВ		20 кВ			
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	всего	абонентское	всего	абонентское	10 кВ	20 кВ
ТП/РТП 6-20 кВ			шт					40,06	33,79
СТП			шт	0	0	1	0	-	0,54
	Реконструкция	40 кВА	шт	-	-	1	-	-	0,54
МТП			шт	7	0	17	0	3,43	10,94
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	-	-	-	0,41	-
	Реконструкция	40 кВА	шт	-	-	1	-	-	0,55
	Реконструкция	63 кВА	шт	2	-	6	-	0,92	3,48
	Реконструкция	100 кВА	шт	2	-	3	-	0,96	1,80
	Реконструкция	160 кВА	шт	1	-	3	-	0,53	1,95
	Реконструкция	250 кВА	шт	1	-	4	-	0,61	3,16
КТП			шт	13	2	3	1	12,25	3,66
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	1	-	-	0,69	-
	Реконструкция	63 кВА	шт	4	-	-	-	2,92	-
	Реконструкция	100 кВА	шт	1	-	-	-	0,91	-
	Реконструкция	160 кВА	шт	2	-	-	-	1,92	-
	Реконструкция	250 кВА	шт	3	-	3	-	3,12	3,66
	Реконструкция	400 кВА	шт	1	-	-	-	1,18	0

Продолжение таблицы 36

Описание оборудования и работ				Количество реконструируемого оборудования				Итоговая стоимость (оборудование и работы), млн руб.	
				10 кВ		20 кВ			
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	всего	абонентское	всего	абонентское	10 кВ	20 кВ
	Реконструкция	630 кВА	шт	1	1	-	1	1,51	0
ЗТП			шт	9	0	6	0	24,38	18,65
	Реконструкция	25 кВА	шт	1	-	-	-	1,49	-
	Реконструкция	180 кВА	шт	1	-	-	-	2,27	-
	Реконструкция	250 кВА	шт	2	-	3	-	4,54	7,68
	Реконструкция	320 кВА	шт	1	-	-	-	2,57	-
	Реконструкция	400 кВА	шт	1	-	1	-	2,57	2,89
	Реконструкция	2х250 кВА	шт	1	-	1	-	3,38	3,81
	Реконструкция	2х 400 кВА	шт	2	-	1	-	7,56	4,27

Таблица 37 – Капитальные вложения для блок-трансформаторов 10/20 кВ

Описание оборудования и работ				Количество оборудования		Итоговая стоимость (оборудование и работы), млн руб.	
Тип оборудования	Описание работ	Марка	Ед. изм.	Вариант 10 кВ	Вариант 20 кВ	10 кВ	20 кВ
БТ 10/20 кВ			шт			-	21.20
	Строительство	1600 кВА	шт	0	1 (4*)	-	3,90 (15,60*)

* Для расчета итоговой суммы капитальных вложений для варианта 20 кВ (с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ).

Абонентские электроустановки, планируемые к реконструкции при переводе на 20 кВ, будут выкуплены электросетевой компанией по остаточной стоимости.

Стоимость абонентских электроустановок, планируемых к реконструкции:

$$K_{об} = 0,69 + 1,51 = 2,20 \text{ млн руб.}$$

Остаточная стоимость объекта, выбывающего на 5-ом году срока своего полезного использования (от цены оборудования) для варианта с реконструкцией сети на 20 кВ:

$$K_{ост} = 2,2 \cdot \left(1 - 5 \cdot \frac{5}{100\%}\right) = 1,65 \text{ млн руб.}$$

Итоговая сумма капитальных вложений по таблицам 35-37 для вариантов:

$$K_{10кВ} = 158,86 + 40,06 = 198,92 \text{ млн руб.}$$

$$K_{20кВ} = 166,70 + 16,90 + 1,65 + 3,90 = 189,15 \text{ млн руб.}$$

Итоговая сумма капитальных вложений по таблицам 35-37 для варианта 20 кВ с учетом стоимости установки одного блок-трансформатора 6/20 кВ мощностью 1600 кВА и одного реклоузера на ПС-62, двух блок-трансформаторов 10/20 кВ мощностью 1600 кВА и двух реклоузеров на ПС-298 для организации электроснабжения напряжением 20 кВ:

$$K_{20кВ} = 174,20 + 16,90 + 1,65 + 15,60 = 208,35 \text{ млн руб.}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений в первый год владения сетью составят $I_{10 \text{ кВ}_1} = 3.21$ млн. руб в год (для 10 кВ) и $I_{20 \text{ кВ}_1} = 3.02$ млн. руб в год (для 20 кВ).

Ежегодные издержки на эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений в 30-й год владения сетью составят $I_{10 \text{ кВ}_{30}} = 3.42$ млн. руб в год (для 10 кВ) и $I_{20 \text{ кВ}_{30}} = 3.09$ млн. руб в год (для 20 кВ).

Ежегодные издержки включают в себя отчисления на ремонт и обслуживание и издержки на технологический расход электроэнергии.

При расчете потерь электроэнергии в сети 10 кВ для варианта с сохранением напряжения 10 кВ дополнительно учтено превышение потерь (по сравнению с

вариантом с переводом пилотного участка на 20 кВ) в прилегающей сети 10 кВ (таблица 13).

4.6.6. Расчет остаточной стоимости демонтируемого оборудования

При переводе на 20 кВ ТП 10/0,4 кВ реконструируются, а демонтируемое оборудование возможно для дальнейшей установки на других ТП 10/0,4.

Цена оборудования сети 10 кВ (ТП 10/0,4 кВ), которое планируется демонтировать:

$$K_{об} = 16,10 \text{ млн руб.}$$

Остаточная стоимость объекта, выбывающего на 15-ом году срока своего полезного использования (от цены оборудования) для варианта с реконструкцией сети на 20 кВ:

$$K_{ост} = 16,10 \cdot \left(1 - 5 \cdot \frac{15}{100\%}\right) = 4,02 \text{ млн руб.}$$

4.6.7. Расчет дисконтированных затрат по вариантам и проведение экономического сопоставления

Дисконтированные затраты для сравниваемых вариантов рассчитаны для срока $t = 30$ лет.

Расчет дисконтированных затрат для вариантов 10 кВ и 20 кВ приведен в таблице 38.

Проведение экономического сопоставления:

$$Z_{диск\ 10\ кВ} = 229,55 \text{ млн руб.}$$

$$Z_{диск\ 20\ кВ} = 213,60 \text{ млн руб.}$$

$$\Delta Z_{диск} = 7,5\%$$

Вариант с реконструкцией сети на 20 кВ на 15.95 млн. руб. дешевле варианта 10 кВ.

Результаты технико-экономического сопоставления вариантов по дисконтированным затратам показывают целесообразность перевода сети 10 кВ на напряжения 20 кВ, поскольку оба варианта реконструкции равноэкономичны.

Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат

Год	10 кВ							20 кВ						
	Без дисконта					с дисконтом		Без дисконта					с дисконтом	
	К, млн руб	Кост, млн руб	Иэксп, млн руб	Ипот, млн руб	З, млн руб	Дисконт Множит	Диск. Затраты, млн руб	К, млн руб	Кост, млн руб	Иэксп, млн руб	Ипот, млн руб	З, млн руб	Дисконт Множит	Диск. Затраты, млн руб
1	198,92	0	0	0	198,92	1	198,92	189,15	4,02	0	0	185,12	1	185,12
2	0	0	2,83	0,38	3,21	0,91	2,92	0	0	2,78	0,24	3,02	0,91	2,74
3	0	0	2,83	0,39	3,22	0,83	2,66	0	0	2,78	0,24	3,02	0,83	2,50
4	0	0	2,83	0,40	3,22	0,75	2,42	0	0	2,78	0,25	3,02	0,75	2,27
5	0	0	2,83	0,40	3,23	0,68	2,21	0	0	2,78	0,25	3,02	0,68	2,07
6	0	0	2,83	0,41	3,24	0,62	2,01	0	0	2,78	0,25	3,03	0,62	1,88
7	0	0	2,83	0,42	3,25	0,56	1,83	0	0	2,78	0,25	3,03	0,56	1,71
8	0	0	2,83	0,43	3,25	0,51	1,67	0	0	2,78	0,26	3,03	0,51	1,56
9	0	0	2,83	0,43	3,26	0,47	1,52	0	0	2,78	0,26	3,04	0,47	1,42
10	0	0	2,83	0,44	3,27	0,42	1,39	0	0	2,78	0,26	3,04	0,42	1,29
11	0	0	2,83	0,45	3,28	0,39	1,26	0	0	2,78	0,26	3,04	0,39	1,17
12	0	0	2,83	0,46	3,28	0,35	1,15	0	0	2,78	0,27	3,04	0,35	1,07
13	0	0	2,83	0,46	3,29	0,32	1,05	0	0	2,78	0,27	3,05	0,32	0,97
14	0	0	2,83	0,47	3,30	0,29	0,96	0	0	2,78	0,27	3,05	0,29	0,88
15	0	0	2,83	0,48	3,31	0,26	0,87	0	0	2,78	0,27	3,05	0,26	0,80
16	0	0	2,83	0,49	3,31	0,24	0,79	0	0	2,78	0,28	3,05	0,24	0,73
17	0	0	2,83	0,49	3,32	0,22	0,72	0	0	2,78	0,28	3,06	0,22	0,67
18	0	0	2,83	0,50	3,33	0,20	0,66	0	0	2,78	0,28	3,06	0,20	0,61
19	0	0	2,83	0,51	3,34	0,18	0,60	0	0	2,78	0,29	3,06	0,18	0,55
20	0	0	2,83	0,52	3,34	0,16	0,55	0	0	2,78	0,29	3,07	0,16	0,50
21	0	0	2,83	0,52	3,35	0,15	0,50	0	0	2,78	0,29	3,07	0,15	0,46
22	0	0	2,83	0,53	3,36	0,14	0,45	0	0	2,78	0,29	3,07	0,14	0,42
23	0	0	2,83	0,54	3,37	0,12	0,41	0	0	2,78	0,30	3,07	0,12	0,38
24	0	0	2,83	0,55	3,37	0,11	0,38	0	0	2,78	0,30	3,08	0,11	0,34
25	0	0	2,83	0,56	3,38	0,10	0,34	0	0	2,78	0,30	3,08	0,10	0,31
26	0	0	2,83	0,56	3,39	0,09	0,31	0	0	2,78	0,30	3,08	0,09	0,28
27	0	0	2,83	0,57	3,40	0,08	0,29	0	0	2,78	0,31	3,09	0,08	0,26
28	0	0	2,83	0,58	3,41	0,08	0,26	0	0	2,78	0,31	3,09	0,08	0,24
29	0	0	2,83	0,59	3,41	0,07	0,24	0	0	2,78	0,31	3,09	0,07	0,21
30	0	0	2,83	0,59	3,42	0,06	0,22	0	0	2,78	0,31	3,09	0,06	0,20
						Итого	229,55						Итого	213,60

4.7. Выводы по главе 4

Произведено технико-экономическое обоснование целесообразности перевода пилотного участка сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ одного из районов крупной электросетевой компании. В качестве пилотного взят участок сети 10(6) кВ в Зарайском РЭС. Основными мотивами его выбора являлись предстоящая реконструкция подстанции 110 кВ ПС–62 Зарайск и минимальные риски перерыва электроснабжения потребителей при проведении строительно-монтажных работ и дальнейшей опытной эксплуатации вследствие сравнительно невысокой (плотность менее 30 кВт/км²) нагрузки потребителей.

В результате расчетов определено, что при переводе воздушной электрической сети 10(6) на 20 кВ рассматриваемого района даже со сравнительно невысокой плотностью нагрузки экономически оправдан переход на более высокую ступень напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны научно обоснованные оценка и обеспечение эффективности широкого применения в энергосистемах страны воздушных электрических сетей сравнительно новой для нас ступени напряжения 20 кВ, совокупность которых является решением задачи, имеющей существенное значение для электроэнергетической отрасли:

1. Подвергнуты анализу интегральные параметры воздушных электрических сетей 10(6) кВ обширного региона электроснабжения крупной электросетевой компании, что позволило выявить явные диспропорции в существующей практике формирования структуры и параметров этих сетей, а также определить диапазон расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок.

2. Доказано, что сооружение новых воздушных электрических сетей 20 кВ и перевод существующих сетей 10(6) кВ на напряжение 20 кВ должны являться приоритетной задачей электросетевого комплекса страны, так как это позволит удвоить их пропускную способность при практически тех же затратах на владение сети по сравнению с электроустановками 10(6) кВ. Это особенно важно для обеспечения доступности новых технологических присоединений потребителей в условиях фактического исчерпания пропускной способности существующих сетей 10(6) кВ.

3. Обосновано, что воздушные электрические сети 20 кВ оправдано сооружать при новом строительстве или реконструкции сетей 10(6) кВ при их полном моральном и физическом износе. При этом требуется согласовывать развитие распределительной сети со строительством или реконструкцией питающих центров 110–220 кВ для создания напряжения 20 кВ. В ряде случаев целесообразно устанавливать силовые трансформаторы 110–220/10–20 кВ для сохранения при необходимости существующих «островов» сети 10 кВ. При переводе воздушных сетей с напряжения 10(6) на 20 кВ эффективность новой ступени напряжения 20 кВ еще более возрастает. Причина кроется в том, что каждый сохраненный элемент «старой» сети снижает первоначальные капитальные вложения на создание новой сети.

4. Установлено, что в сетях среднего напряжения целесообразно перейти от повсеместно распространенной расширенной системы номинальных напряжений 110/10(6)–20–35 кВ к максимально сокращенной 110/20 кВ. Также на данном временном отрезке созданы все предпосылки к предельному упрощению и унификации структуры электрических сетей 20 кВ. В качестве основной конфигурации следует считать петлевую схему с ответвлениями и с подключением от двух географически разнесенных центров питания, секционированную выключателем (реклоузером) в одной точке. Для дополнительного секционирования, при необходимости, достаточно использовать разъединители или выключатели нагрузки. Существующие подходы, использующие многократное секционирование сетей, представляются избыточными.

5. Исследованы параметры низкоомного резистивного режима заземления нейтрали сети 20 кВ, позволяющего повысить надежность и безопасность электроустановок. Выбор тока однофазного замыкания на землю потребовал гармонизации противоречивых влияющих факторов: надежности работы устройств РЗА, требуемых сопротивлений заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом выявлено, что основным влияющим фактором при выборе тока замыкания на землю является структура и параметры электрической сети, а именно, ее конфигурация, схемы распределительных устройств электроустановок, параметры оборудования.

Для рассматриваемых сетей с низкоомным резистивным заземлением нейтрали компромиссным значением тока однофазного замыкания на землю является 200 А при следующих ограничениях: номинальная мощность трансформатора 20/0,4 кВ не более 250 кВ·А, сопротивление заземляющего устройства не более 2 Ом. При контурах заземления 4 Ом мощность трансформатора ограничена 160 кВ·А. Независимо от рассматриваемых значений, отключение замыкания на землю осуществляется неселективным действием устройств РЗА в течение 0,3 с. Последующее восстановление схемы и локализация повреждения реализуется в цикле последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя центра питания сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Асташев, Д.С. Применение напряжения 20 кВ для распределительных электрических сетей России / Д.С. Асташев, Р.Ш. Бедретдинов, Д.А. Кисель, Е.Н. Соснина // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 4. – С. 6 – 9.
2. Гейбатов, Т. Опыт проектирования сети 20 кВ для электроснабжения отдаленных населенных пунктов в ХМАО / Т. Гейбатов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. – 2013. - №6(21). – С. 70-73.
3. Берлин, Б. Золотая середина для небольшого поселка / Б. Берлин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. – 2016. - №2(29). – С. 6-13.
4. Абдурахманов, А.М. Принципы построения воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ / А.М. Абдурахманов, С.В. Глушкин, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. – 2019. – № 6(57). – С. 50-55.
5. Осинцев, К.А. Оценка и обеспечение эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ / К.А. Осинцев // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2021. – №6(69). – С. 80-85.
6. Осинцев, К.А. Об эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ / К.А. Осинцев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. кн. 2. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации; отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН. – 2021. – С. 416-424.
7. Двадцать пять лет изучения энергосистем Франции / Под ред. М.П. Костенко. – Л.: Энергия. – 1977. – 129 с.
8. Shu, Dong-sheng. The discussion of rising voltage to 20kV in urban distribution network / Dong-sheng Shu, Ru-jing Qin, Ming-yue Jiang, Tian-hua Wang // China International Conference on Electricity Distribution. – 2008. - № 10838101.
9. Zhang, Leiqiong. Study on the 20kV Distribution Network Planning Based on Load Prediction / Leiqiong Zhang, Liping Guo, Sasa Guo, Shipeng Liu // Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012. - № 13015482.

10. Hua, Zhang Jian. Economic evaluation of 20kV distribution schemes based on multi-grey target theory / Zhang Jian Hua, Zhang Min, Zeng Bo // IEEE 2012 China International Conference on Electricity Distribution. – 2012.
11. Козлов, В.А. К внедрению напряжения 20 кВ / В.А. Козлов // Электричество. – 1966. - №12. – С. 72-74.
12. Wilson, William M. Systems double voltage to gain capacity / William M. Wilson // Electrical World. – 1961. - № 25. – P. 66-67.
13. Westbrook, W.L. Overhead raised from 4.16 to 19.8 kV / W.L.Westbrook // Electrical World. – 1960. - № 12. – P. 98-99.
14. Dagnino, Umberto. La distribuzione dell'energia elettrica negli Stati Uniti / U. Dagnino // Elettrificazione. – 1962. - № 11. – P. 441-447.
15. 23-kV distribution proves attractive // Electrical World. – 1959. - №16,106,108.
16. Duerr, R.E. Planning for transition from 4-kV to 13.2 kV distribution / R.E. Duerr // Proc. Amer. Power Conf. – 1961. - Vol. 23. – P. 887-893.
17. Jones, Curtis C. Structures developed to suit distribution boost to 23,9 kV / Curtis C. Jones // Electrical World. – 1961. - № 20. – P. 50-53.
18. Червоненкис, Я.М.. Об оптимальной системе напряжений для городских и сельских электросетей / Я.М. Червоненкис, Л.М. Фингер // Электричество. – 1965. - №7. - С. 11–15.
19. Захарин, А.Г. О выборе напряжения сельских распределительных электрических сетей и применении напряжения 20 кВ / А.Г. Захарин, Н.С. Канакин // Электричество. – 1966. - №1. – С. 6-10.
20. Бессмертный, И.С. Применение напряжений 6-10-20 кВ в городских электрических сетях / И.С. Бессмертный // Электричество. – 1965. - №7. – С. 16-22.
21. Коршунов, А.П. Перспективная система напряжения для электроснабжения сельских районов / А.П. Коршунов // Электричество. – 1966. - №1. – С. 10-16.

22. Усманов, Ф.Х. Перспективная схема напряжения для электроснабжения сельских районов (к статье Коршунова А.П.) / Ф.Х. Усманов // Электричество. – 1967. - №1. – С. 90.
23. Могильницкий, Н.А. Применение напряжения 20 кВ в Латвийской ССР / Н.А. Могильницкий, Б.С. Шулов. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 168 с.
24. Becker, Wilhelm. Der Ausbau von Mittelspannungs - Überlandnetzen / W. Becker // AEG-Mitt. – 1959. - №4-5. – P. 240-245.
25. Hameister, Georg. Bisherige und künftige Betriebsspannungen / G. Hameister // Elektizitätswirtschaft. – 1960. - № 3. – P. 53-57.
26. Sobieszcański, Stefan. Zmienność niektórych wskaźników sieci rozdzielczych / S. Sobieszcański, J. Michnowicz // Energetyka Polska. – 1962.- № 10. – P. 35-37
27. Pagés, M. L'évolution des reseaux de distribution depuis / M. Pagés // Bull. Inform. Techn. – 1962. - № 6. – P. 1-9.
28. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. - М.: Издательство стандартов, 1988.
29. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. - М.: Госэнергонадзор, 2000.
30. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М., 2021.
31. СТО ГАЗПРОМ 2-1.11-070-2006 Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром». – М., 2006.
32. СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор. - Минск: НИПИ РУ1 «Белэнергосетьпроект», 2009.
33. Глушко, В. Белорусские сети 6 – 35 кВ переходят на режим заземления нейтрали через резистор / В. Глушко, О. Ямный, Н. Бохан // Новости Электротехники. – 2006. - № 3 (39). - С. 37 – 40.

34. Owen, E.L. The historical development of neutral-grounding practices / E.L. Owen // IEEE Industry Applications Magazine. – 1997. – March/April. – P. 10-20.
35. Fu, Zhouxing. Study on Neutral Point Grounding Modes in Medium-Voltage Distribution Network / Zhouxing Fu, Nan Wang, Lingling Huang, Ruoya Zhang // Computer Consumer and Control (IS3C) 2014 International Symposium. – 2014. - P. 154-157.
36. Hua, Siming. The Research on Neutral Grounding Scheme of Fengxian 35 kV and 10 kV / Siming Hua, Zhang Hua, Feng Qian, Chunjie Chen, Meixia Zhang // Power Grid Energy and Power Engineering. – 2013. - № 5. – P. 897-901.
37. Global Electricity DSO Profiles Report 2020 // Global Transmission Research, 2020. - 566 p.
38. Global Electricity Transmission Report and Database 2018-2020 // Global Transmission Research, 2018. - 793 p.
39. Телегин, А.В. Проблематика замыканий на землю и режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения стран Европы и Америки / А.В. Телегин, А.И. Ширковец // Релейная защита и автоматизация. – 2012. - № 3. – С. 30-39.
40. IEEE Std 142-2007 (Green Book). IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.
41. Ji, Yafei. Approach on the neutral grounding modes of 20 kV distribution networks / Yafei Ji // China International Conference on Electricity Distribution. – 2008. - № 10838170.
42. Sults, V. Concepts and practical neutral earthing modes in Latvia's 20 kV rural networks / V. Sults, G. Kalcevs // Power Quality and Supply Reliability Conference. - № 10366694.
43. European Standard EN 50522 – 2011 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c., 2011.
44. Назаров, В. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ. Ретроспектива и будущее / В. Назаров // Новости Электротехники. – 2014. - № 2(84).

45. Вайнштейн, Р.А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестаков. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 120 с.
46. Емельянов, Н.И. Актуальные вопросы применения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в электрических сетях 6–35 кВ / Н.И. Емельянов, А.И. Ширковец // Энергоэксперт. – 2010. - № 2. – С. 44-50.
47. Назарычев, А. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6-35 кВ / А. Назарычев, С. Титенков, А. Пугачев // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. – 2016. - №3(36). – С. 40-46.
48. Назарычев, А. Комбинированное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ. Мифы и реальность / А. Назарычев, А. Пугачев, С. Титенков // Новости Электротехники. – 2016. - № 3(9). – С. 2-5.
49. Marino, E. Di. Change of neutral earthing of MV networks from isolated to connected to ground through impedance: operations, results and transmission management / E. Di. Marino, F. La Rocca, G. Valtorta, B. Ceresoli // 17th International Conference on Electricity Distribution. - 2003.
50. Höne, S. Definition of criteria to operate 20 kV networks with arc suppression coils according to standards / S. Höne, K. Hentschel // 20th International Conference on Electricity Distribution. – 2009.
51. Шаманов, Д. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений / Д. Шаманов // Новости Электротехники. – 2005. - №6(36).
52. Шаманов, Д. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений / Д. Шаманов, С. Соколов // Новости Электротехники. – 2006. - №1(37).
53. Sults, V. Concepts and Practical Neutral Earthing Modes in Latvia's 20 kV Rural Networks / V. Sults, G. Kalcevs // Proceedings of PQ2008 6th International Conference: 2008 Electric Power Quality and Supply Reliability. - 2008. - P. 187-192.
54. Blackburn, J.L. Protective Relaying. Principles and Applications / Blackburn, J.L., Domin T.J. - Third Edition - CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006.

55. Hamza, M. Co-ordination of the operation of the relay protection and surge protective devices in electrical power networks medium voltage 20 kV / M. Hamza, M. Vasileva, M. Yordanova // *Journal of Electrical Engineering*. – 2009. - VOL. 60, №. 3. – P. 170–172.

56. Horak, M. Systems for protection and automation of distribution electric networks 22 kV / M. Horak // *11th International Conference Energy – Ecology – Economy*. – 2012.

57. Folliot, P. Neutral grounding reactor for medium voltage networks / P. Folliot, JM. Boyer, S. Bolle // *CIGRE*. – 2001.

58. Winter, Klaus M. The RCC Ground Fault Neutralizer – A Novel Scheme for Fast Earth – Fault Protection / Klaus M. Winter // *CIGRE*. – 2005.

59. Ground Fault Neutralizer [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.swedishneutral.se>.

60. Lorenc, J. New Solution of Identification of High-Impedance Earth-Fault in Compensated MV Network / J. Lorenc, J. Handke, A. Kwapisz, B. Staszak, P. Balcerek // *CIGRE*. – 2013.

61. Майоров, А.В. О выборе тока однофазного замыкания на землю в сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *Электричество*. – 2017. - №9. - С. 34–41.

62. Майоров, А.В. О применении номинального напряжения 20 кВ в воздушных электрических сетях / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *Электричество*. – 2018. - №9. - С. 4–11.

63. Осинцев, К.А. Еще раз о переводе воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 или 35 кВ / К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение*. – 2018. - №5(50). - С. 14-16.

64. Абдурахманов, А.М. О характеристиках надежности элементов воздушных электрических сетей 6–10 кВ / А.М. Абдурахманов, С.В. Глушкин, А.В. Шунтов / *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 70. Методические и практические проблемы надежности систем энергетики; отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН*. – 2019. – С. 81-89.

65. Mayorov, A. On overhead networks transfer from 10(6) kV to 20 kV / A. Mayorov, K. Osintsev, A. Shuntov // Proc. RSES 2018, E3S Web of Conferences 58. – 2018. - № 01002.

66. Майоров, А.В. О переводе воздушных электрических сетей 10(6) кВ на напряжение 20 кВ / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69, кн. 1. Надежность развивающихся систем энергетики; отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 48-57.

67. Глазунов, А.А. Экономически целесообразная шкала стандартных напряжений в диапазоне 10–220 кВ / А.А. Глазунов, С.А. Геликонский // Электричество. – 1948. - № 11. – С. 24–31.

68. Пелисье, Р. Энергетические системы / Р. Пелисье. - М. : Высшая школа, 1982. – 568 с.

69. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. - М. : Кнорус, 2009.

70. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

71. СТО 34.01–21.1–001–2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию. М.: ПАО «Россети», 2017. – 233 с.

72. Зуев, Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях / Э.Н. Зуев // ЭЛЕКТРО. – 2000. - № 1. – С. 44–47.

73. Фрайштетер, В.П. Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей линий электропередачи при проектировании / В.П. Фрайштетер, А.С. Мартьянов // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 4. - С. 117–121.

74. Иванов, В.Е. Разработка технических решений и рекомендаций по переводу действующих сетей 6–10 кВ на напряжение 20 кВ в сельской местности / В.Е. Иванов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2018. - №4(49). - С. 36–41.

75. Приказ Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

76. Козлов, В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. - 264 с.

77. Майоров, А.В. Особенности построения воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. - 2017. - № 5(44). – С. 78-82.

78. Mayorov, A. On low-resistance neutral earthing mode in 20 kV overhead and cable networks / A. Mayorov, K. Osintsev, A. Shuntov // Proc. RSES 2017, E3S Web of Conferences 25. – 2017. - № 01011.

79. Майоров, А.В. О режиме низкоомного резистивного заземления нейтрали в воздушных и кабельных сетях 20 кВ / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики; отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 140-149.

80. Зуев, М.М. Об эффективности воздушных электрических сетей 20 кВ / М.М. Зуев, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. - 2018. – С. 1024.

81. Рыжкова, Е.Н. О критериях выбора режима резистивного заземления нейтрали в сетях 6 - 35 кВ / Е.Н. Рыжкова, М.А. Фомин // Промышленная Энергетика. – 2013. - № 11. - С. 23 – 30.

82. Титенков, С.С. Режимы заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю / С.С. Титенков, А.А. Пугачев // Энергоэксперт. – 2010. – №2. - С. 36 – 43.

83. ГОСТ Р 50571–4–44–2011 (МЭК 60364–4 – 44:2007) Электроустановки низковольтные. Часть 4 – 44 Требования по обеспечению безопасности. Защита от

отклонений напряжения и электромагнитных помех. - М. : Стандартинформ, 2012. – 48 с.

84. Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. - М. : НТФ «Энергопрогресс», 2001. - 104 с.

85. Миридонов, А. Перспективы развития сетей 20 кВ в ПАО «МОЭСК» / А. Миридонов, А. Ермаков // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2016. – №3. - С. 58 – 59.

86. Вологин, А. Концепция развития распределительной сети среднего напряжения в Московской области / А. Вологин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2016. – №4. - С. 76 – 79.

87. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – СПб. : ПЭИПК, 2010. – 350 с.

88. Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. - М. : Минэнерго СССР, 1984. – 56 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ДЛЯ СЕТИ 20 кВ С ПРЕОБЛАДАНИЕМ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Введение

Настоящие Методические указания предназначены для выбора параметров устройств заземления нейтрали для сети с преобладанием воздушных линий (ВЛ) электропередачи.

При выборе параметров устройств заземления нейтрали для сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали с преобладанием ВЛ требуется гармонизировать противоречивые влияющие факторы: надежность работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), требуемые сопротивления заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом основным влияющим фактором является структура и параметры электрической сети, а именно, ее конфигурация, схемы распределительных устройств электроустановок, параметры оборудования.

1. Термины и определения

Под электрической сетью с низкоомным резистивным заземлением нейтрали понимается сеть (см. IEEE Std 142-2007), в которой резистор, включенный в нейтраль, создает при ОЗЗ ток более 10 А (обычно находится в диапазоне от 100 до 1000 А) при коэффициенте замыкания на землю, превышающим значение 1,4 (ближе к 1,6 – 1,73). Согласно ПУЭ, коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети - отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

2. Используемые сокращения

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

ЗМН – защита минимального напряжения

ЗУ – заземляющее устройство

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

РП – распределительная подстанция

РТП – распределительная трансформаторная подстанция

МТЗ – максимальная токовая защита

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю

РЗА – релейная защита и автоматика

СИП – самонесущий изолированный провод

ТП – трансформаторная подстанция

ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности

ФТНП – фильтр тока нулевой последовательности

ЦП – центр питания

3. Методические указания

3.1. При выборе параметров устройств заземления нейтрали для сети с преобладанием ВЛ во внимание принимается их характерная предпочтительная конфигурация (рисунок А.1).

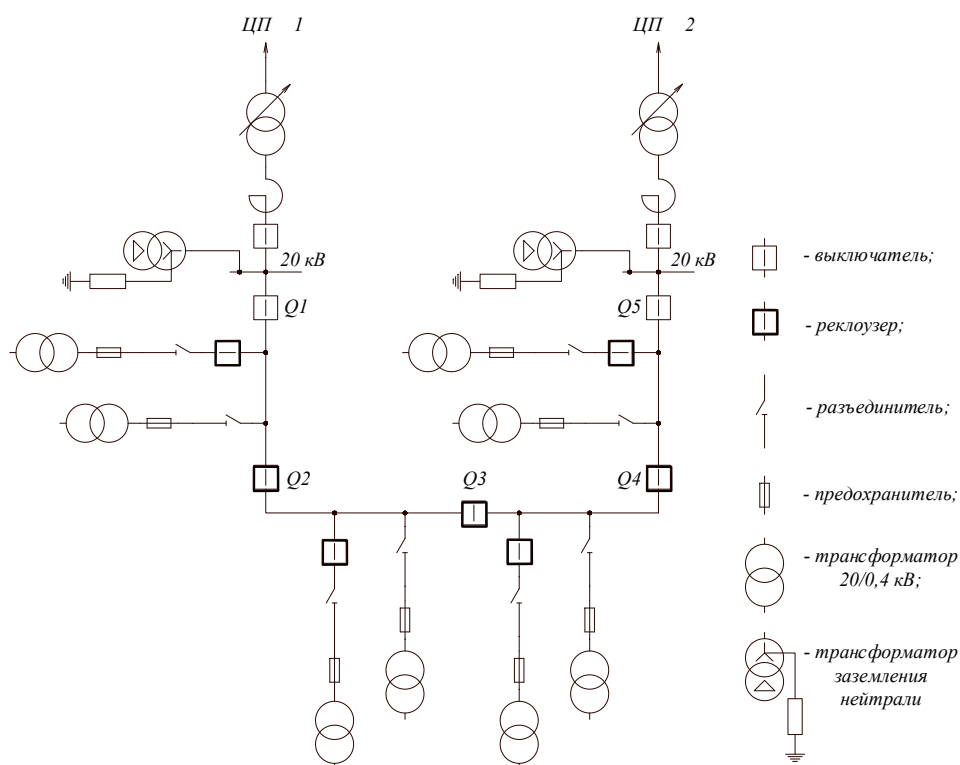


Рисунок А.1 – Типовая конфигурация воздушной сети

Участки воздушной электрической сети выполнены в виде петлевой схемы с присоединением к двум географически отдаленным центрами питания 110-220/20 кВ, которая секционируется реклоузерами – автоматическими пунктами секционирования ВЛ. На отходящих ответвлениях от главной магистрали за разъединителем или реклоузером (при протяженности более 2 км) располагаются ТП 20/0,4, которые по большей части являются однострансформаторными типа СТП номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{НОМ}} = 16-100 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, типа МТП номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{НОМ}}=160-250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ и типа КТПК номинальной трансформаторной мощностью $S_{\text{НОМ}}=400-1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$. Защита трансформаторов 20/0,4 обеспечивается предохранителями, расположенные на стороне высшего напряжения. В нормальном режиме схема электрической сети размыкается у одного из реклоузеров с наличием АВР. Число ответвлений до трансформаторных подстанций между коммутационными аппаратами как правило составляет порядка 5-7 (на рисунке 10 представлено упрощенно).

3.2. В электрической сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали необходимо принимать во внимание обеспечение норм по напряжению прикосновения и шаговому напряжению согласно ГОСТ 12.1.038 и ГОСТ Р 50571 – см. рисунок А.2.

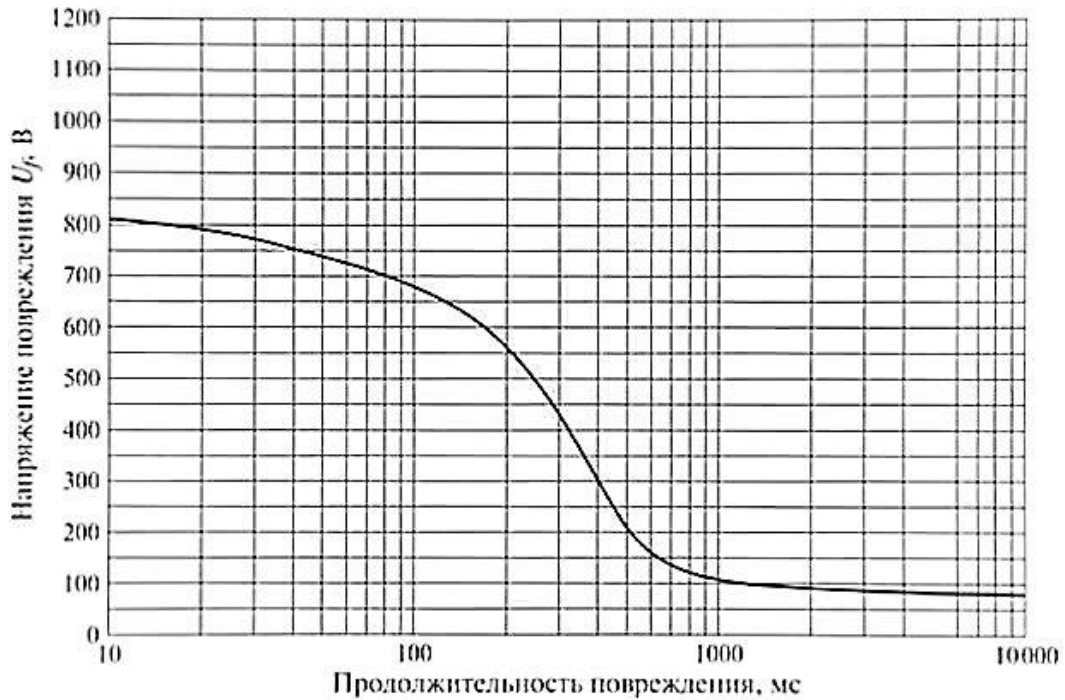


Рисунок А.2 – Зависимость допустимого напряжения прикосновения (повреждения) $U_f(t)$ от времени повреждения (отключения) t

3.3. Напряжение прикосновения рассчитывается по формуле:

$$U_f(t) = R_3(t) \cdot I_3, \quad (\text{А.1})$$

где $U_f(t)$ – напряжение прикосновения;

$R_3(t)$ – сопротивление заземляющего устройства;

I_3 – ток замыкания на «землю».

Стоимость сооружения заземляющего устройства сильно увеличивается при уменьшении требуемой величины сопротивления, как показано в приложении. Учитывая, что данные требования предъявляются ко всем трансформаторным подстанциям, подключенным к сети 20 кВ, включая мачтовые и столбовые, затраты на сооружение заземляющих устройств могут составить значительную часть необходимых капиталовложений.

Для облегчения требований к заземляющему устройству необходимо уменьшить время отключения однофазного замыкания на «землю» в сети 20 кВ, что позволит увеличить допустимое напряжение прикосновения.

3.4. Минимально возможные ступени селективности по времени защит от ОЗЗ, гарантируемые заводами-изготовителями, равны: 0,1 с для реклоузеров и 0,2 с для ячеек комплектных распределительных устройств ЦП с микропроцессорными терминалами РЗА и вакуумными или элегазовыми выключателями; при применении масляных выключателей и электромеханических реле ступень селективности составляет 0,5 с, микроэлектронных – 0,4 с. При этом выдержки времени срабатывания устройств РЗА, выбранные по условиям селективности, могут достигать 1,0 с и более на защитах отходящих линий ЦП, выполненных на микропроцессорных терминалах, и 3-5 с для электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА. Последнее не приемлемо с позиций организации заземляющих устройств электроустановок.

3.5. Принимается концепция защиты от однофазных замыканий на «землю» с неселективным отключением повреждения и последующим восстановлением питания потребителей автоматикой повторного включения.

Основные положения концепции:

- На отходящих линиях ЦП и реклоузерах настраиваются одинаковые параметры срабатывания защиты от замыканий на «землю». При этом при повреждении одновременно отключаются выключатель отходящей линии питающего центра и все реклоузеры, через которые протекает ток повреждения;

- После отключения питание неповрежденных участков сети восстанавливается действием автоматики повторного включения. Первым включается выключатель отходящей линии питающего центра, затем поочередно отключившиеся реклоузеры, начиная с ближайшего к питающему центру. При включении отходящей линии ЦП или реклоузера защиты от

замыканий на «землю» ускоряются, что позволяет отключить поврежденный участок сети с минимальным временем, благодаря чему исключается повторное отключение неповрежденных участков сети;

- Для обеспечения резервирования питания потребителей на реклоузере, обеспечивающем деление сети в нормальном режиме, предусматривается функция автоматического ввода резерва (АВР). АВР обеспечивает включение реклоузера при пропадании напряжения с одной стороны реклоузера и наличия напряжения с другой стороны.

- Для исключения возможности подачи питания на поврежденный ЦП, на отходящей линии ЦП предусматривается защита минимального напряжения, действующая на её отключение при отсутствии напряжения на секции шин ЦП;

- Реклоузеры, не отключившиеся от действия защит, питание которых не было восстановлено действием АПВ, отключаются от защиты минимального напряжения для корректной работы АВР. Далее, после срабатывания АВР, происходит поочередное включение данных реклоузеров функцией АПВ с контролем наличия напряжения со стороны резервного питания. Время срабатывания данной функции АПВ устанавливается независимо от времени АПВ после срабатывания защиты от замыканий на «землю». При включении реклоузера защиты от замыканий на «землю» ускоряются, что позволяет отключить поврежденный участок сети с минимальным временем, благодаря чему исключается отключение неповрежденных участков сети;

- Для защиты шин ЦП от замыканий на «землю» предусматривается токовая защита, включенная на трансформатор тока, установленный в цепи резистора заземления. Защита имеет две выдержки времени, первая - на отключение секционного выключателя, вторая – на отключение вводного выключателя секции шин 20 кВ.

3.6. Рассмотрим работу устройств РЗА для двух мест повреждения:

- Повреждение на участке сети, прилегающем к ЦП;
 - Исходное состояние схемы - рисунок А.3, а. Однофазное замыкание на землю происходит на участке между аппаратами Q1 и Q2;
 - Отключение ОЗЗ аппаратом Q1 с выдержкой времени защит без учета ускорения рисунок А.3, б;
 - Восстановление схемы от ЦП в цикле однократного АПВ с ускорением защит аппаратом Q1 после бестоковой паузы – рисунок А.3, в;
 - Отключение ОЗЗ аппаратом Q1 с выдержкой времени защит с учетом автоматического ускорения - рисунок А.3, г;
 - Отключение аппарата Q2 от защиты минимального напряжения(ЗМН) - рис. 3, д;
 - Включение аппарата Q3 от АВР - рисунок А.3, е;
 - Включение аппарата Q2 в цикле однократного АПВ ускорением защит с контролем наличия напряжения со стороны Q3 - рисунок А.3, ж;
 - Отключение ОЗЗ аппаратом Q2 с выдержкой времени защит с учетом автоматического ускорения - рисунок А.3, з.

Таким образом, после окончания цикла работ устройств РЗА, все неповрежденные участки сети получили питание, а повреждение локализовано.

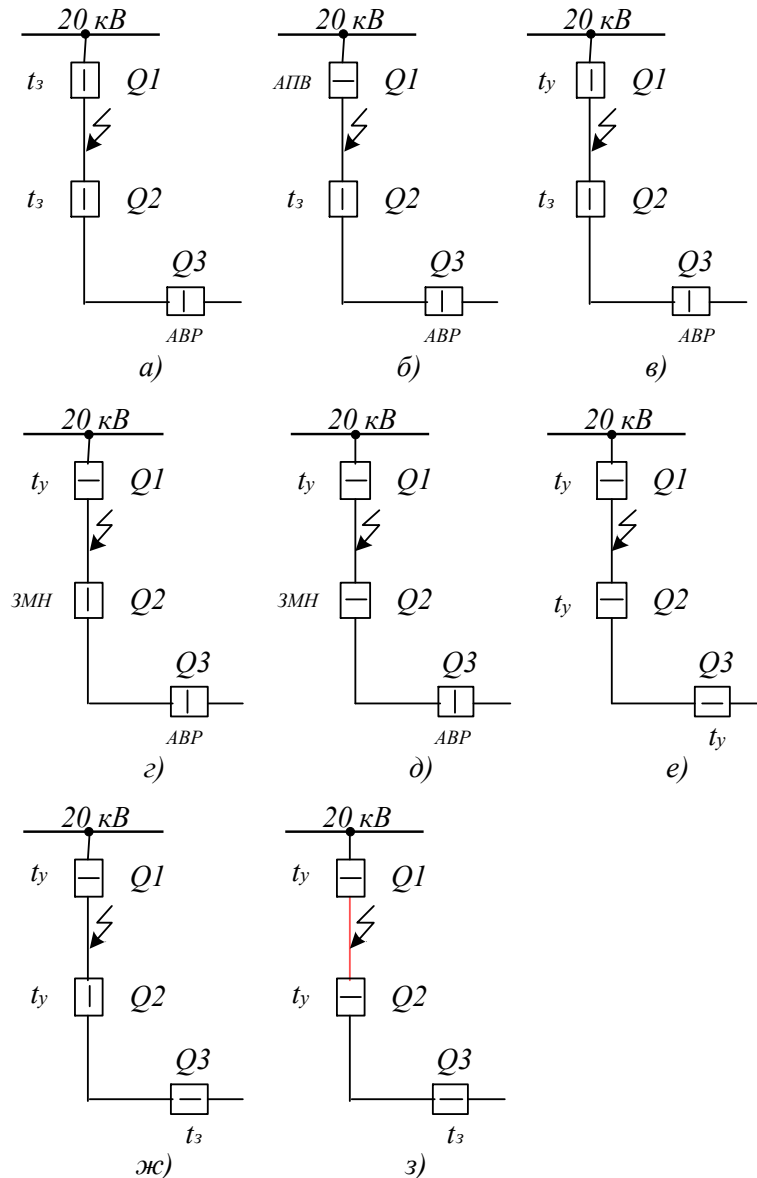


Рисунок А.3 – Принцип работы РЗА сети 20 кВ при ОЗЗ на участке сети, прилегающем к ЦП

- Повреждение на участке сети, отделённом от ЦП реклоузером.
 - Исходное состояние схемы - рисунок А.4, а. Однофазное замыкание на землю происходит на участке между аппаратами Q2 и Q3;
 - Отключение ОЗЗ аппаратами Q1 и Q2 с выдержкой времени защит без учета ускорения рисунок А.4, б;
 - Восстановление схемы от ЦП в цикле однократного АПВ с ускорением защит аппаратом Q1 после бестоковой паузы – рисунок А.4, в;
 - Включение аппарата Q2 в цикле однократного АПВ ускорением защит - рисунок А.4, г;

- Отключение ОЗЗ аппаратом $Q2$ с выдержкой времени защит с учетом автоматического ускорения - рисунок А.4, *д*;
- Включение аппарата $Q3$ от АВР - рисунок А.4, *е*;
- Отключение ОЗЗ аппаратом $Q3$ с выдержкой времени защит с учетом автоматического ускорения - рисунок А.4, *ж*.

Таким образом, после окончания цикла работ устройств РЗА, все неповрежденные участки сети получили питание, а повреждение локализовано.

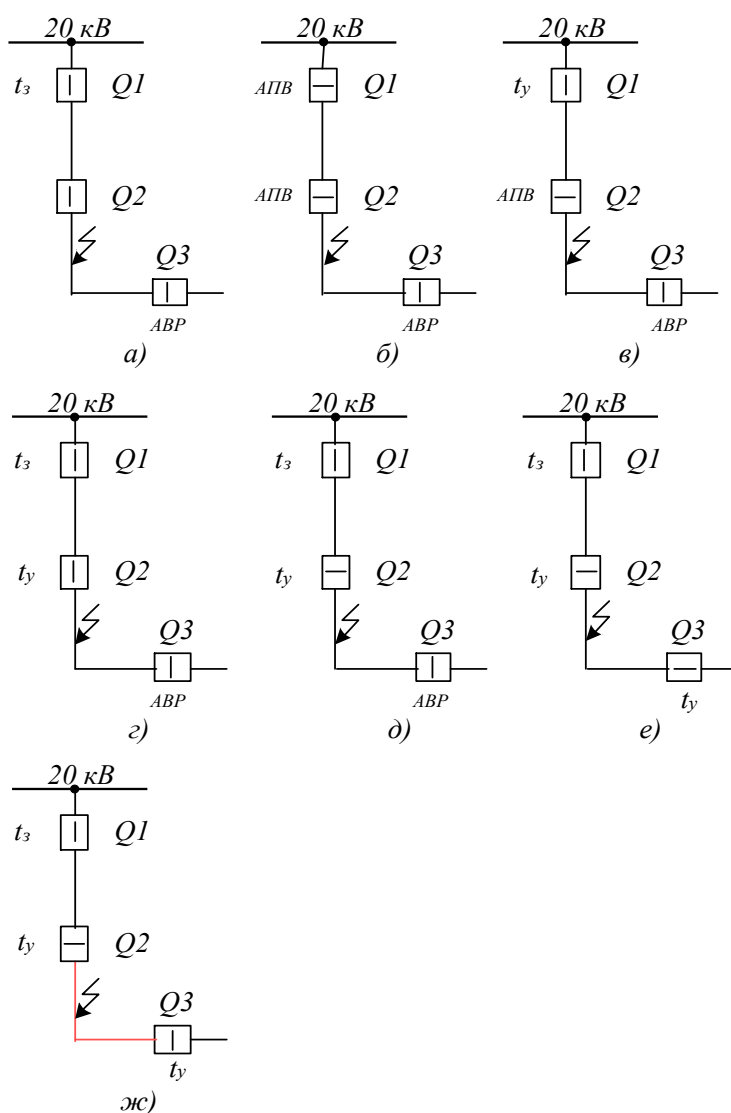


Рисунок А.4 – Принцип работы РЗА сети 20 кВ при ОЗЗ на участке сети, отделенном от ЦП реклоузером

3.7. При включении защита от замыканий на «землю» с учетом отстройки от переходных процессов ускоряется до времени срабатывания 0,1 с.

3.8. Время срабатывания защиты от замыканий на «землю», без учета ускорения, выбирается по условию отстройки от защиты смежного реклоузера в режиме ускорения и принимается, с учетом использования на ЦП и реклоузерах микропроцессорных устройств РЗА и современных вакуумных или элегазовых выключателей:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{уск}} + \Delta t_{\text{мин}} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ с.} \quad (\text{A.2})$$

При применении электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА с масляными выключателями, $\Delta t_{\text{мин}}$ составляет соответственно 0,4-0,5 с, соответственно время срабатывания защиты составит 0,5-0,6 с. Это приведет к серьезному ужесточению требований к заземляющему устройству ТП и увеличению затрат. Поэтому применение электромеханических и микроэлектронных устройств, а также масляных выключателей, в сети 20 кВ недопустимо.

3.9. Ток срабатывания защиты от замыканий на «землю» принимается наибольшим, исходя из условий:

$$I_{3331} \geq \text{MAX}(I_{\text{с.з.1}}; I_{\text{с.з.2}}; I_{\text{с.з.3}}) \quad (\text{A.3})$$

$I_{\text{с.з.1}}$ – условие отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{с.з.1}} \geq (1 + \varepsilon) \cdot I_{\text{НБ}}, \quad (\text{A.4})$$

где ε – погрешность измерения МП-терминала РЗА, равная 0,05

$I_{\text{НБ}}$ – ток небаланса, при использовании фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП), выполненного на фазных трансформаторах тока, равный:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (\text{A.5})$$

где:

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент, зависящий от идентичности характеристик органов измерения, можно принять равным 1;

f_i – погрешность датчиков тока, с учетом температурного коэффициента максимальная погрешность в рабочем диапазоне температур будет при

температуре -60°C . Для реклоузеров $f_i = 0,032$ (3,2%), для ячеек КРУ – 0,05 (5%);

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ в начале защищаемой зоны.

В случае недостаточной чувствительности ступени, необходимо предусмотреть блокировку ступени при пуске МТЗ от междуфазных КЗ.

В этом случае вместо $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ в формуле учитывается ток срабатывания МТЗ от междуфазных КЗ.

При использовании трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП) ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{КЗ}}^{(3)} / 300), \quad (\text{A.6})$$

где

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ в начале защищаемой зоны.

$I_{\text{с.з.2}}$ – условие отстройки от собственного емкостного тока присоединения:

$$I_{\text{с.з.2}} \geq (1 + \varepsilon) \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{С.МАХ}}, \quad (\text{A.7})$$

где ε – погрешность измерения. Для отходящей линии питающего центра погрешность равна 0,15, для реклоузера - 0,05;

$K_{\text{бр}}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, можно принять равным 1,5;

$I_{\text{С.МАХ}}$ – максимальный собственный емкостной ток присоединения.

Собственный емкостной ток присоединения определяется по формуле:

$$I_{\text{С.МАХ}} = C_{0\text{л}} * L_{\text{л}} * 2\pi f * U_{\text{фном}} \quad (\text{A.8})$$

где $C_{0\text{л}}$ – удельная емкость линии. Определяется в зависимости от типа и расположения проводов, типа опор;

$L_{\text{л}}$ – длина линии;

f – частота, принимается равной 50 Гц;

$U_{\text{фном}}$ – номинальное фазное напряжение сети 20 кВ, принимается равным 11,547 кВ.

$I_{с.з.3}$ – условие отстройки от максимального тока отключения предохранителя в защищаемой зоне:

$$I_{с.з.3} \geq (1 + \varepsilon) \cdot I_{ПР.max}, \quad (A.9)$$

где ε – погрешность измерения, принимается равной, 0,15;

$I_{ПР.max}$ – ток отключения предохранителя с учетом 20% погрешности, соответствующий времени срабатывания защиты от замыкания на «землю».

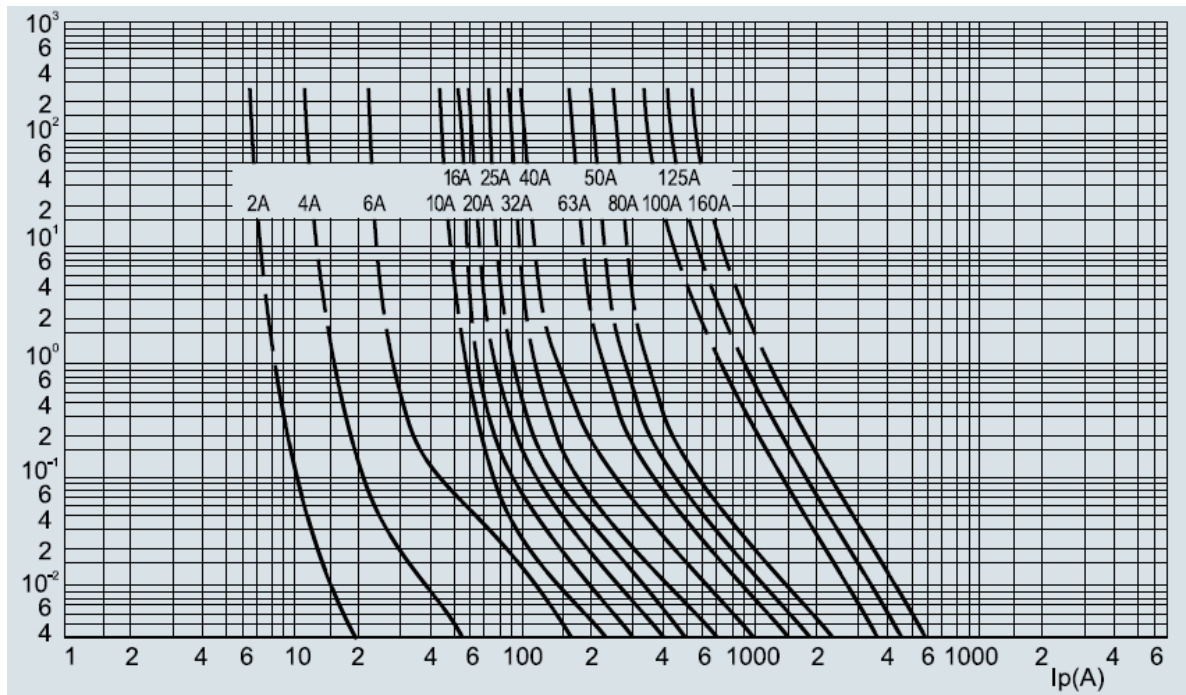


Рисунок А.5 – Времятоковые характеристики предохранителей 20 кВ

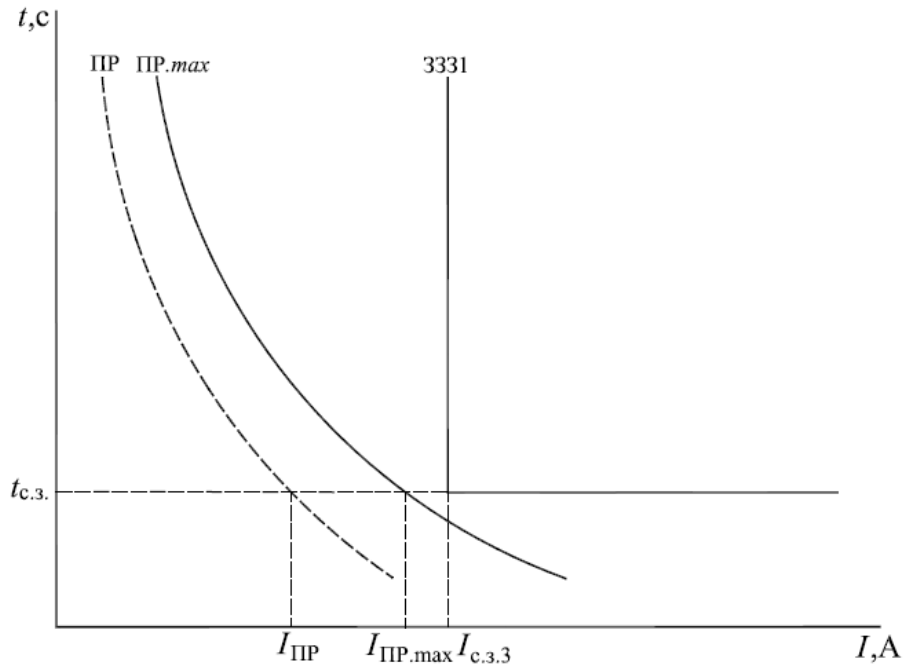


Рисунок А.6 – Времятоковая характеристика

3.10. Проверка чувствительности защиты производится исходя из условия чувствительности к повреждениям в конце защищаемого участка:

$$k_{\text{ч}} \geq 3I_{0\text{min}}/I_{3331} \geq 1,5 \quad (\text{A.10})$$

где $3I_{0\text{min}}$ – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ на землю в конце фидера с учетом работы АВР и ремонтных схем.

3.11. Время срабатывания АПВ отходящей линии от ЦП выбирается по условию отстройки от времени деионизации среды:

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{д}} + t_{\text{зап}} \quad (\text{A.11})$$

где $t_{\text{д}}$ – время деионизации среды (для ВЛ 10-35 кВ составляет 0,15-0,2 с);

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,5 с.

Для каждого последующего реклоузера:

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{АПВ.пред}} + t_{\text{зап}} + t_{\text{ВВ уск}} \quad (\text{A.12})$$

где $t_{\text{АПВ.пред}}$ – время срабатывания АПВ предыдущего реклоузера, либо АПВ отходящей линии ЦП;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,5 с;

$t_{\text{ВВ уск}}$ – время, на которое вводится ускорение защиты от замыканий на «землю» предыдущего аппарата. Определяется по заводским данным терминалов РЗА. Если имеется возможность регулировки данного времени рекомендуется принимать его равным 0,3 с, что обеспечит надежное срабатывание защиты по цепи ускорения без излишнего увеличения времени обесточения потребителей.

3.12. Время срабатывания АПВ с контролем напряжения со стороны резервного источника питания выбирается по условию отстройки от времени ввода ускорения предыдущего аппарата:

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{ВВ уск}} + t_{\text{зап}} \quad (\text{A.13})$$

где $t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,5 с;

$t_{\text{ВВ уск}}$ – время, на которое вводится ускорение защиты от замыканий на «землю» предыдущего аппарата.

3.13. Напряжение срабатывания защиты минимального напряжения отходящей линии ЦП и реклоузеров выбирается с учетом отстройки от напряжения, поддерживаемого в сети двигателями нагрузки в режиме выбега, и принимается равным $0,25-0,4 \cdot U_{\text{ном}}$.

3.14. Время срабатывания защиты минимального напряжения отходящей линии ЦП и реклоузеров определяется по формуле:

$$t_{\text{ЗМН}} = t_{\text{ЗМН.ВВОДА}} + t_{\text{зап}}, \quad (\text{A.14})$$

где $t_{\text{ЗМН.ВВОДА}}$ – время срабатывания ЗМН ввода секции питающего центра;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимается равным 0,5 с. Данное время принято при условии применения в ячейках КРУ-20 кВ вакуумных или элегазовых выключателей с микропроцессорными устройствами РЗА. Как уже указывалось в п 4.8, использование в сети 20 кВ масляных выключателей с электромеханическими или микроэлектронными устройствами РЗА недопустимо.

3.15. Время срабатывания АВР отстраивается от времени срабатывания ЗМН отходящих линий питающего центра:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{ЗМН}} + t_{\text{зап}}, \quad (\text{A.15})$$

где $t_{\text{ЗМН}}$ – время срабатывания ЗМН отходящей линии питающего центра;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимается равным 0,5 с.

Уставка срабатывания по времени АВР должна быть согласована со временем срабатывания АПВ смежных реклоузеров:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{АПВ.смеж}} + t_{\text{зап}} + t_{\text{ВВ уск}} \quad (\text{A.16})$$

где $t_{\text{АПВ.смеж}}$ – время срабатывания АПВ смежного реклоузера;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимается равным 0,5 с;

$t_{\text{ВВ уск}}$ – время, на которое вводится ускорение защиты от замыканий на «землю» смежного реклоузера.

3.16. Ток срабатывания защиты шин от замыканий на «землю» определяется из условия обеспечения достаточной чувствительности при повреждении на шинах:

$$I_{\text{ср.з.}} = I_{\text{ном.рез.}} / k_{\text{ч}} = U_{\text{ф}} / (k_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ном.рез.}}), \quad (\text{A.17})$$

где $I_{\text{ном.рез.}}$ – номинальный ток резистора заземления нейтрали;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты, принимается равным 1,5;

$U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение сети;

$R_{\text{ном.рез.}}$ – номинальное сопротивление резистора заземления нейтрали.

3.17. Защита шин имеет две выдержки времени:

- действие с первой выдержкой времени на отключение секционного выключателя

$$t_{\text{ср1}} \geq t_{\text{пр.макс}} + \Delta t, \quad (\text{A.18})$$

где $t_{\text{пр.макс}}$ – максимальное время срабатывания защиты от замыканий на «землю» присоединений секции шин;

Δt – ступень селективности, принимается равной 0,2 с.

- действие со второй выдержкой времени на отключение вводного выключателя

$$t_{cp2} \geq t_{cp1} + \Delta t, \quad (A.19)$$

3.18. Учитывая широкое применение СИП, возникает большая вероятность падения провода на землю без возникновения замыкания на землю, и, соответственно, быстрого отключения повреждения. Это ведет к опасности поражения электрическим током населения и домашних животных.

3.19. Для защиты от возникающего в этом случае неполнофазного режима на отходящих линиях питающих центров и автоматических секционирующих пунктах – реклоузерах, предусматривается одноступенчатая защита от обрыва фаз с независимой выдержкой времени, реагирующая на отношение тока обратной последовательности к току прямой последовательности.

Учитывая, что реклоузер в кольцевой сети может получать питание как с одной, так и с другой стороны, защита имеет две ступени, направленные в разные стороны, уставки для которых задаются отдельно. Направленность определяется функцией «детектор источника».

3.20. Параметр срабатывания выбирается по условию отстройки от тока обратной последовательности нормального режима, который может достигать до 13% при наличии большой двигательной нагрузки. Поэтому принимается:

$$K_{cp}^2 = 0,2 \quad (A.20)$$

3.21. Для реклоузера, за которым отсутствуют коммутационные аппараты, время срабатывания защиты определяется по отстройке от максимального времени срабатывания защиты от междуфазных КЗ:

$$t \geq t_{max} + \Delta t, \quad (A.21)$$

где: t_{max} – максимальное время срабатывания защиты от междуфазных КЗ;

Δt – ступень селективности, для реклоузера $\Delta t = 0,15$ с, для МП-терминала, установленного в ячейке КРУ $\Delta t = 0,2$ с.

При отстройке от нижестоящих ступеней защиты время срабатывания составит:

$$t \geq t_{\text{пр}} + \Delta t, \quad (\text{A.22})$$

где $t_{\text{пр}}$ – время срабатывания защиты нижестоящего реклоузера.

3.22. Учитывая принятое по п. 4.8 время срабатывания защиты от замыканий на «землю», равное 0,3 с., по графику на рис.2 определяем максимально допустимое напряжение прикосновения, равное 425 В. Таким образом максимальный ток замыкания на «землю» в сети 20 кВ должен быть не более:

$$I_3 = U_f(t) / R_3(t) = 425/2 = 212,5 \text{ А для } R_3(t) = 2 \text{ Ом} \quad (\text{A.23})$$

$$I_3 = U_f(t) / R_3(t) = 425/4 = 106,25 \text{ А для } R_3(t) = 4 \text{ Ом} \quad (\text{A.24})$$

3.23. Для выбора тока замыкания на «землю» выполним расчет тока срабатывания защиты от замыканий на «землю» в зависимости от мощности трансформаторов 20/0,4 кВ, подключенных к отходящей линии 20 кВ, и определим коэффициенты чувствительности. Учитывается, что условия отстройки защиты от тока небаланса и емкостного тока, как правило, не являются определяющими.

Расчет проведен с учетом влияния сопротивления фидера на ток ОЗЗ. При расчете было принято, что длина фидера $L \approx 25$ км в режиме, когда один из ЦП отключен и питание всего фидера осуществляется от второго ЦП. Фидер выполнен самонесущим изолированным проводом (СИП-3). Минимальные токи ОЗЗ в табл.2 соответствует токам при ОЗЗ в самой удаленной точке фидера от ЦП.

Ток срабатывания защиты рассчитывается по формуле (А.9).

Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле (А.10).

Минимально допустимый коэффициент чувствительности согласно ПУЭ – 1,5.

Таблица А.1 – Уставки по току и коэффициенты чувствительности при одновременном неселективном срабатывании устройств РЗА в течение 0,3 с

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Номинальный ток предохранителя, А	Ток плавления предохранителя для времени срабатывания 0,3с. с учетом 20% разброса, А	Ток срабатывания защиты, А	Ток однофазного замыкания на землю, А	
				100	200
				Минимальный ток однофазного замыкания на землю, А	
				89,50	163,36
				Коэффициент чувствительности РЗА, отн.ед.	
До 75	4	32,5	37,4	2,39	4,40
160	10	73,2	84,2	1,06	1,94
250	16	87,5	100,7	0,89	1,62
315	20	108	124,2	0,72	1,32
400	25	126	144,9	0,62	1,13
630	40	285	248,4	0,36	0,66
1000	50	336	386,4	0,23	0,42

Примечание: Все расчеты проведены с учетом 40%-ной перегрузочной способности трансформаторов 20/0,4 кВ.

Исходя из расчетов в табл.2 видно, что в случае ограничения тока замыкания на «землю» величиной 100 А защита будет селективно работать только в сети с трансформаторами мощностью не более 75 кВ·А, 200 А – с трансформаторами мощностью не более 250 кВ·А.

3.24. Учитывая, что согласно ПУЭ контур заземления ЦП должен иметь сопротивление не более 0,5 Ом, при токе ОЗЗ равным 200А в соответствии рис.2 допускается время отключения ОЗЗ на шинах ЦП не более 1 с.

3.25. Для защиты от междуфазных КЗ на отходящих линиях питающих центров и автоматических секционирующих пунктах – реклоузерах, используется МТЗ с независимой выдержкой времени.

Для уменьшения времени отключения повреждения при включении выключателя на КЗ используется ускорение МТЗ при включении.

Учитывая, что реклоузер в кольцевой сети может получать питание как с одной, так и с другой стороны, МТЗ имеет две ступени, направленные в разные стороны, уставки для которых задаются отдельно. Направленность определяется функцией «детектор источника».

Для исключения отказа защиты при близком трехфазном КЗ применяется отдельная защита, которая представляет из себя токовую отсечку с пуском по напряжению. Ток срабатывания защиты устанавливается равным минимальному из токов срабатывания МТЗ. Защита пускается при снижении напряжения ниже 0,5 кВ первичных.

3.26. Ток срабатывания МТЗ принимается наибольшим, исходя из условий:

1) Отстройка от тока нагрузки с учетом самозапуска электродвигателей:

$$I_{C.3.1} = \frac{(\varepsilon_1 + 1) \cdot K_{ЗАП} \cdot I_{Н.МАХ,i}}{K_B}, \quad (A.25)$$

где $I_{Н.МАХ,i}$ – максимальный нагрузочный ток через аппарат, для которого выполняется расчет уставок;

ε_1 – погрешность измерения тока аппаратом, для которого выполняется расчет уставок. Для отходящей линии ЦП принимается равным 0,15, для реклоузера – 0,05;

K_B – коэффициент возврата (для реклоузера 0,95);

$K_{ЗАП}$ – коэффициент самозапуска.

Самозапуск электродвигателей нагрузки возникает в следующих случаях:

- при включении линии под нагрузку;
- при работе реклоузера в цикле АПВ.

Характер изменений тока при самозапуске приведен на рисунке А.7.

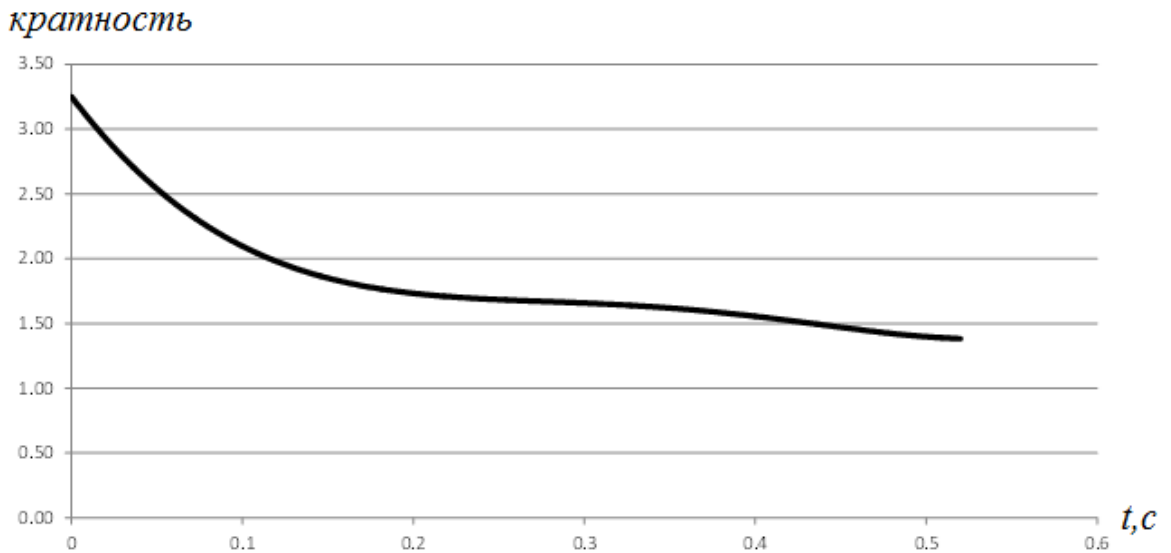


Рисунок А.7 – Кратность токов самозапуска (на основании данных одного ДЗО ПАО «Россети»)

При выборе коэффициента отстройки токов самозапуска необходимо учитывать, что определяющим является время ускоренной ступени реклоузера, которое составляет 0,1 с. При таком значении времени срабатывания рекомендуемое значение коэффициента– 2,0.

В случае недостаточной чувствительности защиты возможно снижение используемого в расчетах коэффициента самозапуска при одновременном увеличении времени срабатывания ускоренной ступени МТЗ в соответствии с табл. 2

Таблица А.2 – Рекомендованные значения коэффициента самозапуска

<i>t, с</i>	0,2	0,3	0,4	0,5
КЗАП	1,8	1,6	1,5	1,4

2) Согласование с током срабатывания нижестоящей защиты с учетом тока подпитки:

$$I_{C.3.2} = \text{MAX}((1 + \varepsilon_2) \cdot (1 + \varepsilon_1) \cdot I_{C.3,i+1}^{\text{MTЗ1}} + (1 + \varepsilon_1) \cdot (I_{H.MAX,i} - I_{H.MAX,i+1})), \quad (\text{A.26})$$

Где ε_1 – погрешность измерения. Для отходящей линии центра питания погрешность равна 0,15, для реклоузера - 0,05;

ε_2 – погрешность измерения тока нижестоящего аппарата. Для реклоузера принимается равной 0,05;

$I_{C.3.,i+1}^{MT31}$ – ток срабатывания МТЗ нижестоящего аппарата;

$I_{H.MAX,i+1}$ – ток нагрузки, протекающий через нижестоящий аппарат;

$I_{H.MAX,i}$ – ток нагрузки, который протекает через аппарат, для которого выполняется расчет параметров срабатывания.

3) Отстройка от времятоковых характеристик плавления плавких вставок предохранителей силовых трансформаторов:

$$I_{C.3.3} \geq (1 + \varepsilon_1) \cdot I_{ПР.маx}, \quad (A.27)$$

где ε_1 – погрешность измерения. Для отходящей линии центра питания погрешность равна 0,15, для реклоузера – 0,05;

$I_{ПР.маx}$ – ток отключения предохранителя с учетом 20% погрешности, соответствующий времени срабатывания защиты от замыкания на «землю». Времятоковые характеристики для высоковольтных предохранителей ПКТ-ВК приведены на рисунке А.5.

3.27. Время срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от времени срабатывания нижестоящей защиты:

$$t = t_{i+1} + \Delta t, \quad (A.28)$$

где t_{i+1} – время срабатывания нижестоящего элемента;

Δt – ступень селективности. При согласовании защит отходящей линии ЦП с реклоузером принимается равной 0,2 с., реклоузера с реклоузером – 0,15 с.

3.28. Ускоренная ступень МТЗ с независимой характеристикой временив водится в действие в цикле АПВ.

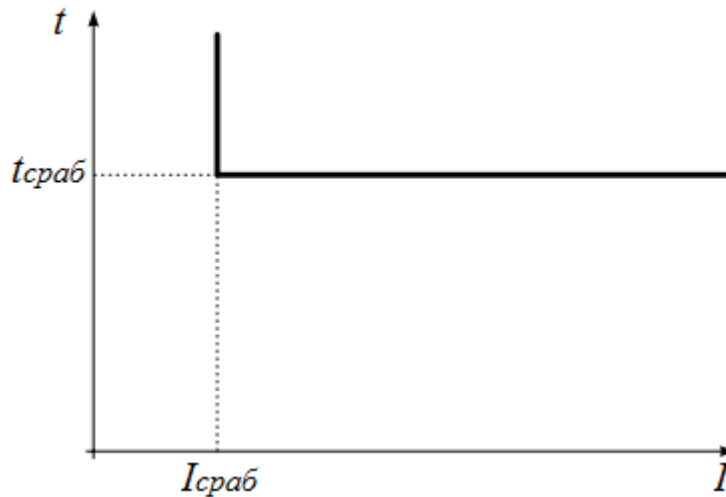


Рисунок А.8 – Времятоковая характеристика ускоренной ступени

Параметры срабатывания принимаются в соответствии с таблицей А.3.

Таблица А.3 – Параметры срабатывания ускоренной ступени

Параметр	Расчетные условия
Ток срабатывания	Принимается равным току срабатывания основной ступени МТЗ
Время срабатывания	Время срабатывания принимается равным 0,1 с. Может быть увеличено в соответствии с табл. 2 для обеспечения требований чувствительности
Время ввода ускоренной ступени МТЗ	Определяется в соответствии с формулой (А.29)

$$T_{\text{вв уск}} \geq t_{\text{ср.уск}} + \Delta t, \quad (\text{А.29})$$

где $t_{\text{ср.уск}}$ – время срабатывания ускоренной ступени МТЗ;

Δt – время запаса, принимается равным 0,2 с.

Заключение

Для воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали принимается значение тока ОЗЗ равное 200 А, как удовлетворяющее требованиям электробезопасности и позволяющее обеспечить условия для селективной работы релейной защиты для сети с трансформаторами большей мощности. Заземляющее устройство каждой из

трансформаторных подстанций 20/0,4 кВ должно иметь сопротивление не более 2 Ом.

Таким образом, при сооружении новой сети 20 кВ рекомендуется ограничить мощность подключаемых трансформаторных подстанций 250 кВ·А. При острой необходимости применения более мощных трансформаторов необходимо использовать на стороне 20 кВ трансформаторов вместо предохранителей высоковольтные выключатели с устройствами РЗА, имеющими функцию защиты от замыканий на «землю» с независимой выдержкой времени.

При выполнении перевода сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ и наличии в сети трансформаторов с мощностью более 250 кВ·А возможны следующие варианты решения проблемы селективности РЗА:

- Установка на мощных трансформаторах высоковольтных выключателей с устройствами РЗА, имеющих функцию защиты от замыканий на «землю» с независимой выдержкой времени. Данное решение имеет высокую стоимость реализации;

- Разрешение неселективной работы защиты при ОЗЗ между высоковольтными предохранителями и выводами 20 кВ трансформатора, учитывая низкую вероятность данного события в связи с малой протяжённостью этого участка и его расположением внутри конструкции КТП;

- Установка вместо одной КТП большой мощности нескольких ТП с мощностью не более 250 кВ·А.

Настоящие методические указания могут применяться при следующих условиях:

1. Отходящие линии 20 кВ имеют кольцевую схему с двумя центрами питания;

2. Отходящие линии 20 кВ выполнены воздушными или кабельно-воздушными;

3. В сети 20 кВ отсутствуют РП/РТП;

4. В сети 20 кВ используются только современные вакуумные или элегазовые выключатели с микропроцессорными устройствами РЗА;

5. В сети 20 кВ отсутствуют присоединения, на которых действие устройств РЗА на отключение выключателя реализовано с помощью дешунтирования электромагнитов отключения.

Возможность применения методических указаний на кабельно-воздушных линиях электропередач в каждом конкретном случае рассматривается отдельно, учитывая следующие факторы:

- Экономическая целесообразность;
- Требования по надежности электроснабжения потребителей;
- Ограничение емкостных токов линии по требованию обеспечения чувствительности РЗА.

Приложение. Расчет заземляющих устройств и затрат на их сооружение

Расчетное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{расч}} = k \cdot \rho \quad (\text{A.30})$$

где k – сезонный коэффициент

ρ - удельное сопротивление грунта в районе расположения подстанции при нормальной влажности, Ом·м

Для вертикального электрода из угловой стали:

$$R_{\text{ВО}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{b} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \quad (\text{A.31})$$

Для горизонтального заземлителя из полосовой стали:

$$R_{\text{ГО}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \quad (\text{A.32})$$

где l -длина заземлителя, м

t - глубина заложения заземлителя (для вертикальных электродов – расстояние от поверхности земли до середины электрода) ,м

b - ширина полосы (для угловой стали – ширина полки), м

Теоретическое число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{T}} = \frac{R_{\text{ВО}}}{R_{\text{ЗУ}}} \quad (\text{A.33})$$

где $R_{\text{ЗУ}}$ – сопротивление заземляющего устройства.

Действительное число стержней с учётом сопротивления соединительной полосы связи:

$$n_{\text{Д}} = \frac{R_{\text{ВО}} \cdot \eta_{\text{Г}}}{\eta_{\text{В}}} \cdot \left(\frac{1}{R_{\text{ЗУ}} \cdot \eta_{\text{Г}}} - \frac{1}{R_{\text{ГО}}} \right) \quad (\text{A.34})$$

где $\eta_{\text{В}}$ – коэффициент экранирования вертикальных заземлителей;

$\eta_{\text{Г}}$ – коэффициент экранирования горизонтальных заземлителей.

Пример расчета:

Рассчитаем заземляющее устройство для трансформаторной подстанции (ТП) 400 кВ·А напряжением 20/0,4 кВ. Естественных заземлений нет. Удельное сопротивление грунта в районе расположения подстанции при нормальной влажности $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (суглинок, см. таблицу А.4).

Таблица А.4 – Удельное сопротивление грунтов

Грунт	ρ , Ом·м	
	Возможные пределы	Значения, рекомендуемые для предварительных расчетов
Песок	400-1000	700
Супесь	150-400	300
Суглинок	40-150	100
Глина	8-70	40
Садовая земля	40	40
Чернозем	10-50	20
Торф	20	20

Расчет:

Проведем расчет для значения $R_{3у} = 0,5 \text{ Ом}$.

Заземляющее устройство выполнено вертикальными стержнями длиной $l=5$ м – угловая сталь 50х50х4 мм, заглубленными на 0,7 м от поверхности земли и связанными между собой стальной полосой с площадью сечения 40х4 мм².

Вертикальные стержни забиваются по контуру на расстоянии $a=5$ м друг относительно друга.

Таблица А.5 – Сезонные коэффициенты удельного сопротивления грунта

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых контрольных электродов	Климатические зоны			
	1-я	2-я	3-я	4-я
1	2	3	4	5
1. Климатические признаки зон Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С	От -20 до -15	От -14 до -10	От -10 до 0	От 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °С	От +16 до +18	От +18 до +22	От +22 до +24	От +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	~40	~50	~50	30-50
Продолжительность замерзания в год, дней	190-170	~150	~100	0
2. Значения коэффициента $K_{мдх}$ а) при применении стержневых электродов длиной 2-3 м на глубине заложения их вершины 0,5-0,8 м	1,8-2,0	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
б) при применении протяжных электродов и глубине заложения 0,8 м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Таблица А.6 – Коэффициент использования заземлителей из труб или уголков, размещённых в ряд

Отношение расстояния между трубами (уголками) к их длине a/l	Число труб (уголков) n	η_B
1	2	3
1	4	0,66-0,72
	6	0,58-0,65
	10	0,52-0,58
	20	0,44-0,50
	40	0,38-0,44
	60	0,36-0,42
	100	0,33-0,39
2	4	0,76-0,80
	6	0,71-0,75
	10	0,66-0,71
	20	0,61-0,66
	40	0,55-0,61
	60	0,52-0,58
	100	0,49-0,55
3	4	0,84-0,86
	6	0,78-0,82
	10	0,74-0,78
	20	0,68-0,73
	40	0,64-0,69
	60	0,62-0,67
	100	0,59-0,65

Таблица А.7 – Коэффициенты использования соединительной полосы в контуре

Отношение расстояния между заземлителями к их длине а/l	Число труб (уголков) в контуре заземления П								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

Расчетное сопротивление грунта для второй климатической зоны с учетом сезонного коэффициента $k=1$ (так как заземлители находятся на глубине более 1м) для вертикальных электродов:

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных полос связи:

$$\rho_{\text{расч.г}} = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление стержня (по формуле А.31):

$$R_{\text{ВО}} = \frac{100}{2\pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 18,19 \text{ Ом}$$

Сопротивление полосы связи (по формуле А.32):

$$R_{\text{ГО}} = \frac{100}{2\pi \cdot 5} \cdot \ln \frac{2 \cdot 5^2}{0,05 \cdot 3,2} = 8,03 \text{ Ом}$$

Теоретическое число вертикальных заземлителей (по формуле А.33):

$$n_{\text{T}} = \frac{18,19}{0,5} = 36,38 \approx 37 \text{ шт.}$$

Тогда действительное число стержней по формуле (А.34):

$$\eta_{\text{В}} = 0,39 \text{ по таблице А.7}$$

$$\eta_{\text{Г}} = 0,23 \text{ по таблице А.8}$$

$$n_{\text{Д}} = \frac{18,19 \cdot 0,23}{0,39} \cdot \left(\frac{1}{0,5 \cdot 0,23} - \frac{1}{0,39} \right) = 91,93 \approx 92 \text{ шт.}$$

Выполним проверочный расчет:

$$R_{\text{расч}} = \frac{R_{\text{ВО}} \cdot R_{\text{ГО}}}{R_{\text{ВО}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\text{ГО}} \cdot \eta_{\text{В}} \cdot n_{\text{Д}}} \quad (\text{A.5})$$

$$R_{\text{расч}} = \frac{18,19 \cdot 8,03}{18,19 \cdot 0,23 + 8,03 \cdot 0,39 \cdot 92} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{расч}} = R_{3\text{У}} = 0,5 \text{ Ом} - \text{проверка сошлась}$$

Количество вертикальных заземлителей определено верно.

Аналогично рассчитаем количество вертикальных заземлителей для $R_{3\text{У}} = 1; 2; 4 \text{ Ом}$. Все полученные значения сведены в таблицу А.8.

Таблица А.8 – Необходимые объёмы заземлителей

$R_{3\text{У}}, \text{Ом}$	Количество вертикальных заземлителей, шт	Суммарная длина вертикальных заземлителей, м	Суммарная длина горизонтальных заземлителей, м	Объём вертикальных заземлителей, м ³	Объём горизонтальных заземлителей, м ³
0,5	92	462	1839	17,75	29,424
1	40	198	723	7,59	11,568
2	15	74	336	2,85	5,376
4	6	31	120	1,20	1,92

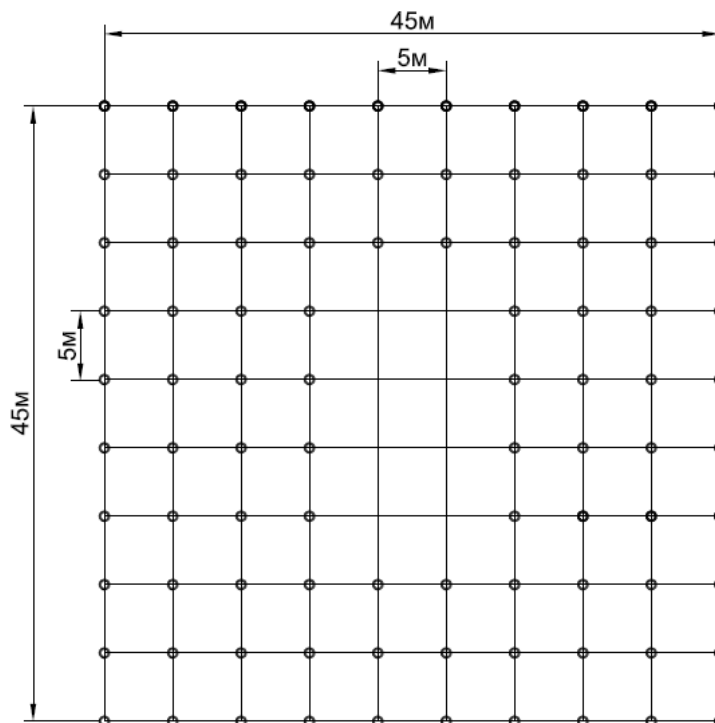


Рисунок А.9 – Расположение вертикальных заземлителей и горизонтальных полос связи при $R_{3\text{У}}=0,5 \text{ Ом}$

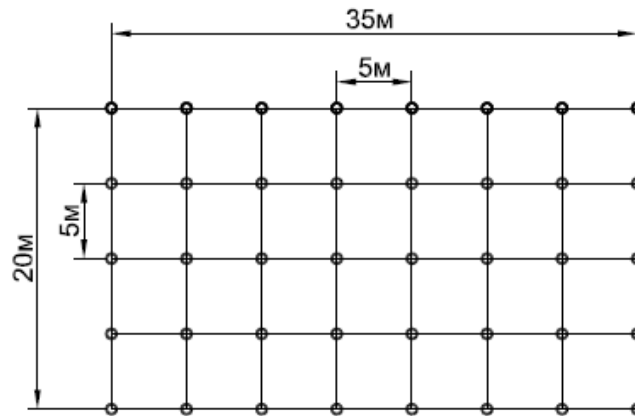


Рисунок А.10 – Расположение вертикальных заземлителей и горизонтальных полос связи при $R_{3y}=1$ Ом

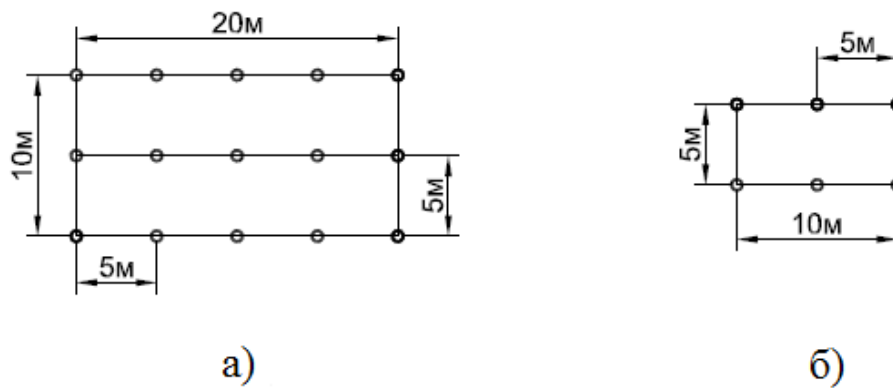


Рисунок А.11 – Расположение вертикальных заземлителей и горизонтальных полос связи при: а) $R_{3y}=2$ Ом; б) $R_{3y}=4$ Ом

Все затраты на строительство ЗУ приведены в таблице А.9.

Таблица А.9 – Затраты на строительство ЗУ

$R_{3y}, \text{Ом}$	Стоимость в ценах на 01.01.2001 без НДС, руб			Стоимость в ценах на 01.01.2017 без НДС, руб		
	СМР	ПНР	Итого	СМР	ПНР	Итого
4	2 268,9	140,9	2 409,8	17 357,3	2 603,8	19 961,2
2	7 465,5	140,9	7 606,4	57 110,8	2 603,8	59 714,6
1	19 311,8	140,9	19 452,7	147 735,1	2 603,8	150 338,9
0,5	46 805,8	140,9	46 946,7	358 064,4	2 603,8	360 668,2

Таблица А.10 – Коэффициент перевода смет

Коэффициент перевода смет		
Годы	СМР(Прочие)	ПНР
2001 на 2017	7,65	18,48

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 10-20 кВ ПИЛОТНОГО РАЙОНА В ЗАРАЙСКОМ РЭС

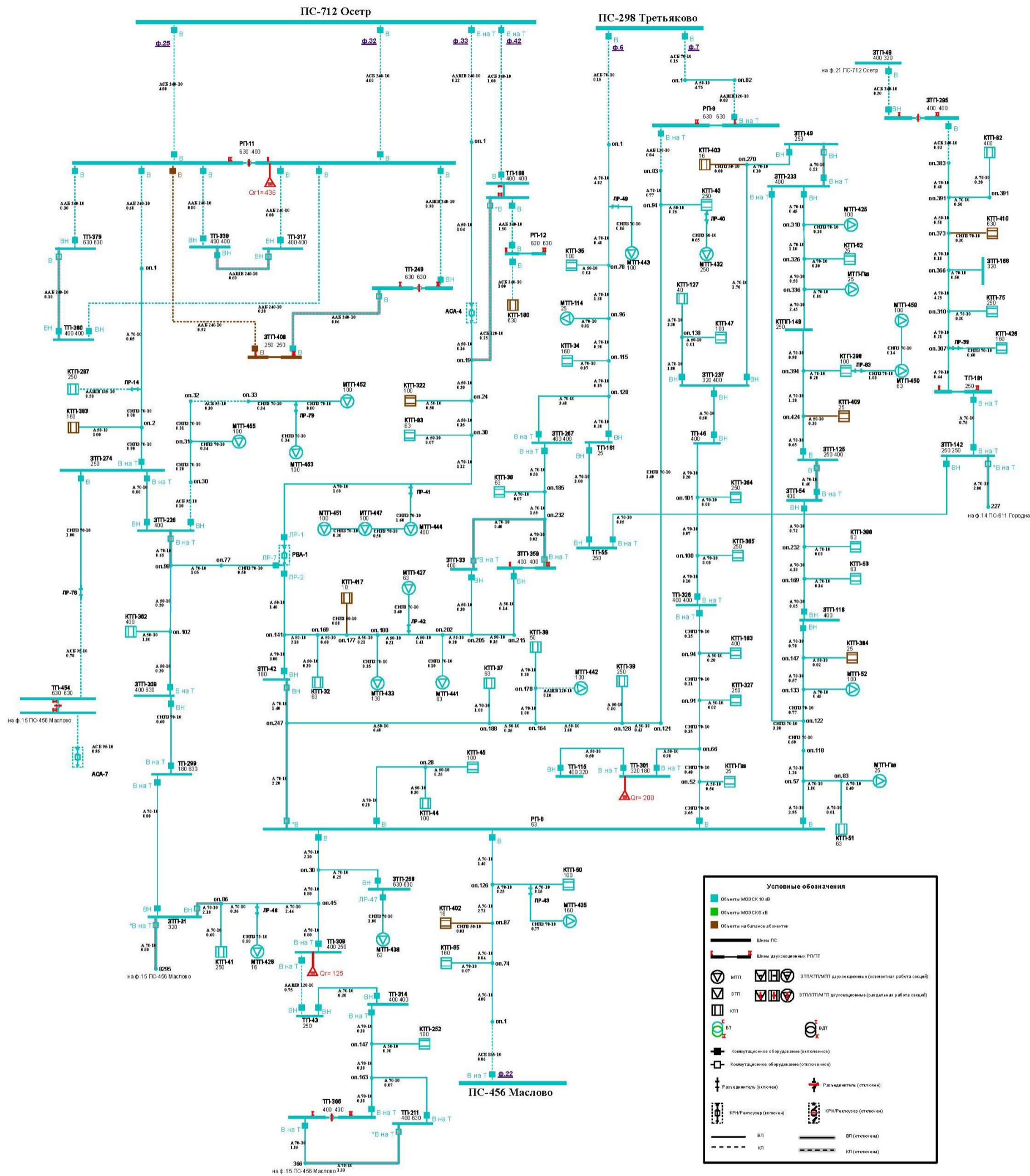


Рисунок Б.1 – Однолинейная схема сети 10 кВ пилотного района в Зарайском РЭС до реконструкции

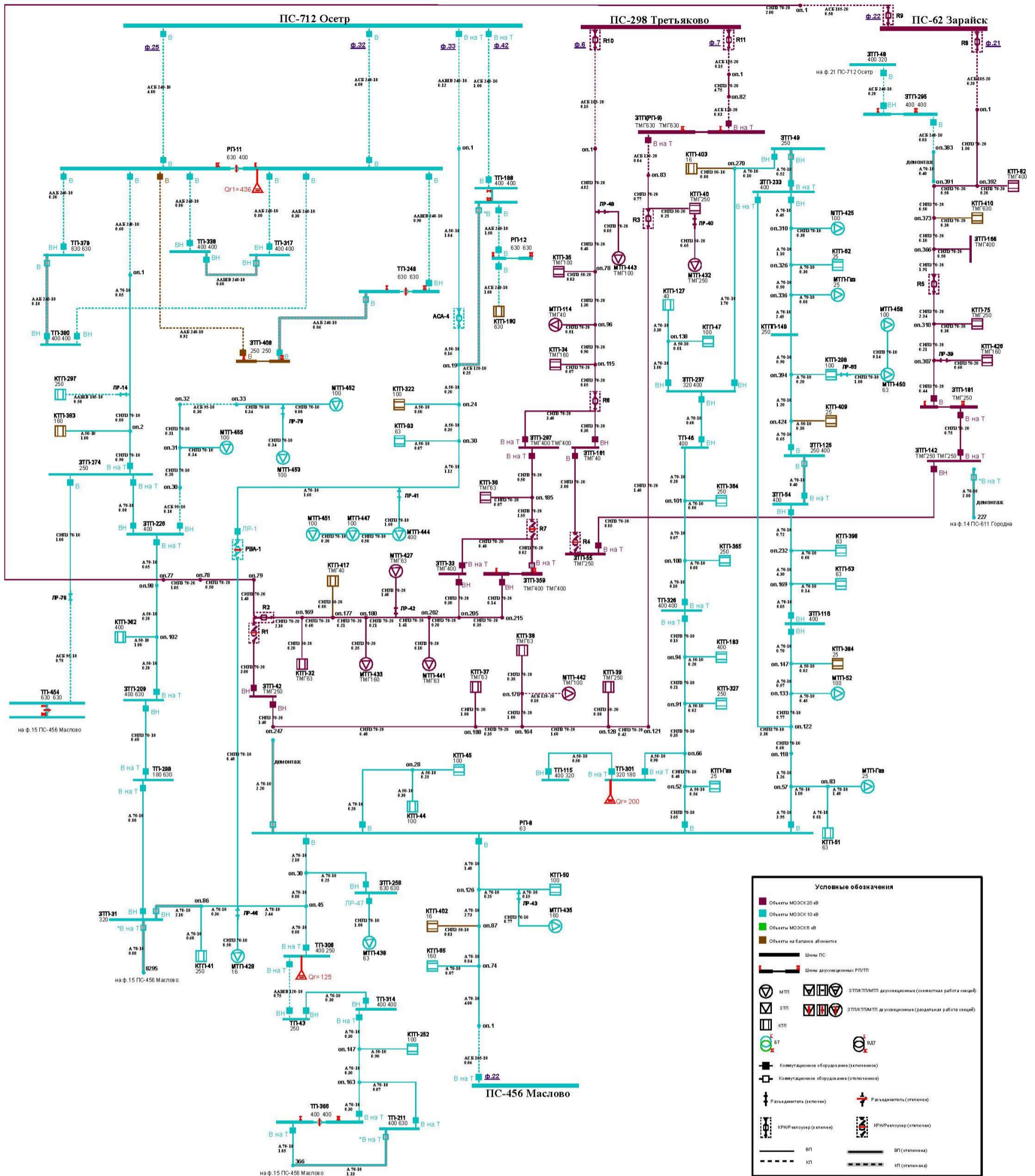


Рисунок Б.2 – Однолинейная схема сети 10-20 кВ пилотного района в Зарайском РЭС после реконструкции

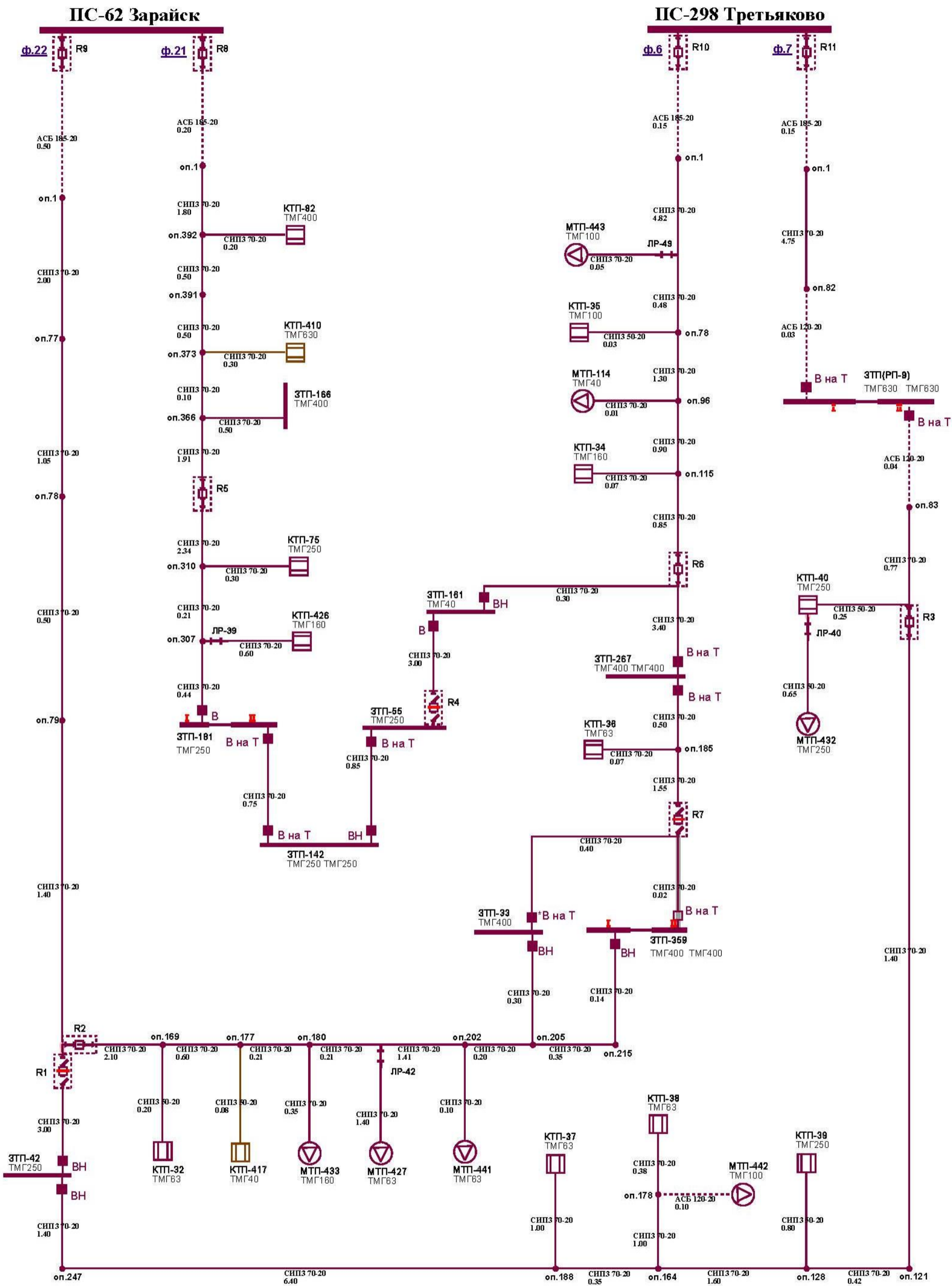


Рисунок Б.3 – Однолинейная схема сети 20 кВ пилотного района в Зарайском РЭС после реконструкции