

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

Факультет: энергетический

Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«___» _____ 201_ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрических сетей Шимановского РЭС структурного подразделения «Западные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» с целью повышения надежности

Исполнитель

студент гр. № 442 ОМ _____ Г.Л. Захарищева

Руководитель

профессор, доктор техн. наук _____ Н.В. Савина

Руководитель

магистерской программы
профессор, доктор техн. наук _____ Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов

Рецензент

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«__» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Захарищевой Галине Леонидовны.

1. Тема магистерской диссертации: Развитие электрических сетей Шимановского РЭС структурного подразделения «Западные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» с целью повышения надежности

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения (листы): _____

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 114 стр., 17 рисунков, 52 таблицы, 7 приложений, 36 источников.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ НА ГОЛОВНЫХ УЧАСТКАХ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ.

В данной магистерской диссертации проанализирована существующая ситуация в Шимановском районе Амурской области. Предложена схема развития электрических сетей Шимановского РЭС с целью повышения надежности, которая повлечет за собой строительство новых воздушных линий электропередач.

Осуществлена проверка сечений проводов АС по длительно-допустимых токов.

Проверены и выбраны новые силовые трансформаторы на подстанциях реконструируемой сети с оптимальным коэффициентом загрузки.

На примере ПС Воскресеновка рассмотрена ее реконструкция с внедрением современного высокотехнологичного электрооборудования.

Проделан сравнительный анализ надежности до и после развития электрических сетей Шимановского района.

Посчитаны установившиеся максимальный послеаварийный режимы для схемы развития распределительной сети.

Определены технико-экономические показатели проекта развития электрических сетей Шимановского района.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ существующей электрической сети Шимановского района	9
1.1 Климато-географические характеристики Шимановского района Амурской области	9
1.2 Структурный анализ района развития ЭЭС	10
1.3 Анализ загрузки подстанций и линий 35 кВ	14
1.4 Оценка изношенности оборудования на ПС 35 кВ	16
2 Развитие электрических сетей Шимановского района	18
2.1 Разработка вариантов развития сетей	18
2.2 Выбор и проверка сечений проводников ЛЭП	20
2.3 Конструктивное исполнение ВЛ 35 кВ	25
2.4 Проверка силовых трансформаторов	27
3 Реконструкция ПС Воскресеновка	30
3.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	30
3.2 Конструктивное исполнение ПС	33
3.3 Выбор типов инновационного оборудования на ПС	35
3.4 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ	40
3.5 Выбор и проверка выключателей, реклоузеров	41
3.6 Выбор и проверка разъединителей	46
3.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	46
3.8 Выбор и проверка трансформатора напряжения	51
3.9 Выбор ячеек КРУН	54
3.10 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	57
3.11 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	61
3.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС	62
3.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС 35 кВ и определе- ние его стационарного и импульсного сопротивлений	62

3.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	67
3.12.3 Выбор и проверка ОПН	69
4 Сравнительный анализ надежности электрических сетей Шимановского района до и после развития	76
4.1 Оценка надежности электрической сети до реконструкции в нормальном режиме	78
4.2 Оценка надежности электрической сети после ее развития	84
4.3 Сравнительный анализ параметров надежности	88
5 Расчет установившихся режимов для электрической схемы развития Шимановского района	89
6 Экологическая безопасность при строительстве электросетевых объектов	96
7 Техничко-экономические показатели проекта развития электрической сети	102
7.1 Расчёт капитальных вложений	102
7.2 Расчёт эксплуатационных издержек	105
7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	107
Заключение	110
Библиографический список	112
Приложение А - Расчет потокораспределения в электрической сети 35 кВ	115
Приложение Б - Проверка проводников в послеаварийном режиме	118
Приложение В - Расчет токов короткого замыкания	119
Приложение Г - Защита от прямых ударов молнии	124
Приложение Д - Расчет надежности сети до реконструкции	125
Приложение Е - Расчет надежности после развития схемы	135
Приложение Ж - Расчет установившихся режимов	149

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЕЭС – единая энергосистема;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день воздушными линиями 10-110 кВ охвачены практически все сельские населенные пункты. Прекращение работ по их сооружению и реконструкции невозможно, так как постоянно растут затраты электроэнергии на нужды сельских потребителей, службы быта и непосредственно нужды подключаемых жилых домов. Поэтому появляется необходимость в повышении пропускной способности линий. Новое строительство в сельских районах все больше заменяется реконструкцией существующих распределительных сетей и подстанций.

В данной магистерской диссертации разработан проект развития электрических сетей 35 кВ и модернизация ПС 35/10 кВ Воскресеновка в Шимановском районе Амурской области.

Необходимость реконструкции возникла ввиду того, что система электроснабжения физически устарела, а именно не удовлетворяет современным требованиям к ней по надёжности, электробезопасности, способности обеспечивать потребителей необходимым количеством электроэнергии. Суть реконструкции энергосистемы Шимановского района заключается в следующем:

- проектирование более надежной связи с энергосистемой;
- проектирование и обоснование новой экономически целесообразной и технически оптимальной системы электроснабжения;
- выбор новой и более надежной аппаратуры и электрооборудования;
- выбор новой и более надежной защиты энергосистемы района;
- отрегулирование режимной ситуации в электрической сети.

По последним контрольным замерам АО «ДРСК» принимаются электрические нагрузки, по которым в диссертации выбирается и проверяется силовые трансформаторы на существующих подстанциях, осуществляется выбор и проверка коммутационно-защитной аппаратуры, сечения и марки проводов линий электропередач.

Целью реконструкции распределительных сетей 35 кВ является разработка такой системы, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию электрических сетей.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка и анализ возможных вариантов модернизации электрических сетей на основе надежности и экономичности;
- 2) выбор конкурентно-способных вариантов;
- 3) полная реконструкция одной из существующих ПС, где наиболее очевидна устарелость электрооборудования;
- 4) оценка надежности схемы развития в сравнении с существующей схемой;
- 5) расчёт и анализ установившихся режимов, решение вопросов улучшения и функционирования выбранных вариантов сети.
- б) расчет сети в соответствии с экономическими требованиями, которые сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электроэнергии по сети.

Магистерская диссертация предусматривает проектирование оптимальной схемы развития электрической сети Шимановского района и модернизацию ПС 35 кВ Воскресеновка, энергетическая отрасль которой имеет большие перспективы дальнейшего развития.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ШИМАНОВСКОГО РАЙОНА

1.1 Климато-географические характеристики Шимановского района Амурской области

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

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

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

Климат района – муссонный. Степень загрязнения атмосферы – I.

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

Дополнительные климатические параметры по ветру и гололеду:

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

Климатические условия района Шимановского РЭС, принятые в соответствии с требованиями [15] сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Среднегодовая температура воздуха	- 1,4 °С
7	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 49,9 °С
8	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 42 °С
9	Глубина промерзания грунта	2,85 м
10	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
11	Среднегодовое количество осадков	554 мм

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

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

1.2 Структурный анализ района развития ЭЭС

Для рассматриваемого Шимановского РЭС СП «Западные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» основным источником питания энергорайона является: узловая распределительная ПС 220/35/10 кВ «Шимановск». Данная ПС является частью транзита Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Амурская – Бурейская ГЭС.

В оборудование ПС, предназначенной для распределения электроэнергии входят: сборные шины, коммутационное оборудование (выключатели, разъединители), трансформаторы тока и напряжения, ОПН, силовые трансформаторы, элементы систем управления, релейной защиты и ПА.

Схема ОРУ 220 кВ ПС «Шимановск» имеет исполнение мостика с короткозамыкателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линий (5Н). Необходимость установки ремонтной перемычки в схемах 5Н и определяется возможностью отключения одной из ВЛ на время ремонта выключателя.

ОРУ 35 кВ ПС «Шимановск» – одна рабочая секционированная выключателем система шин (№35-9). В данной схеме имеется 1 секционный выключатель, 5 линейных и 2 трансформаторных выключателя.

На ПС «Шимановск» установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностями 25 МВА: ТДТН 25000/220/35/10 кВ.

Главная схема ПС «Шимановск» изображена на рисунке 1.

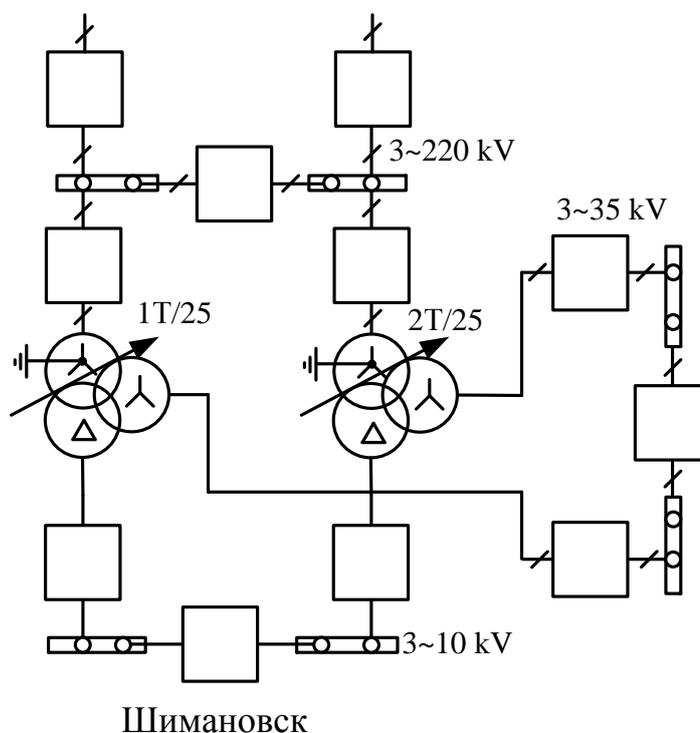


Рисунок 1 – Главная схема подстанции «Шимановск»

Недостатком схемы «одна рабочая секционированная выключателем система шин» является: отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех присоединений. Большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ.

Коэффициенты загрузки трансформаторов ПС Шимановск:

T1: в нормальном режиме - 0,33; в послеаварийном режиме - 0,53;

T2: в нормальном режиме - 0,21; в послеаварийном режиме - 0,53.

Таким образом, оба трансформатора не догружены.

При реконструкции подстанций, подключаемых к существующему источнику питания необходимо принимать в расчёт такие данные, как число и мощность трансформаторов, схемы РУ, число выключателей. Ниже приведены параметры рассматриваемых ПС, подключенных к УРП 220 кВ Шимановск (таблица 2).

Таблица 2 – Характеристика существующих подстанций

Название ПС	ПС по способу присоединения к сети (год ввода)	Тип схемы РУ		Мощность трансформаторов, МВА		
		ВН	НН	Т-1	Т-2	Всего
ПС 35/10 кВ Мухино	Проходная (1994)	№35-4Н	№10-1	2,5	1,6	4,1
ПС 35/10 кВ Воскресеновка	Тупиковая (1979)	№35-4Н	№10-1	2,5	2,5	5,0
ПС 35/10 кВ Реммаш	Тупиковая (1979)	№35-5Н	№10-1	4,0	4,0	8,0
ПС 35/10 кВ Георгиевка	Проходная (1972)	№35-4Н	№10-1	1,0	1,0	2,0
ПС 35/10 кВ Саскаль	Тупиковая (1974)	№35-4Н	№10-1	1,6	1,6	3,2
ПС 35/10 кВ Чагоян	Проходная (1988)	№35-5Н	№10-1	2,5	1,6	4,1
ПС 35/10 кВ Ураловка	Тупиковая (2010)	№35-4Н	№10-1	1,0	1,0	2,0

Примечание:

№35-4Н - Два блока с выключателями

№35-5Н - Мостик с выключателем в цепях линий

№10-1 - Одна секция шин

Электрическая схема сети представлена на рисунке 2.

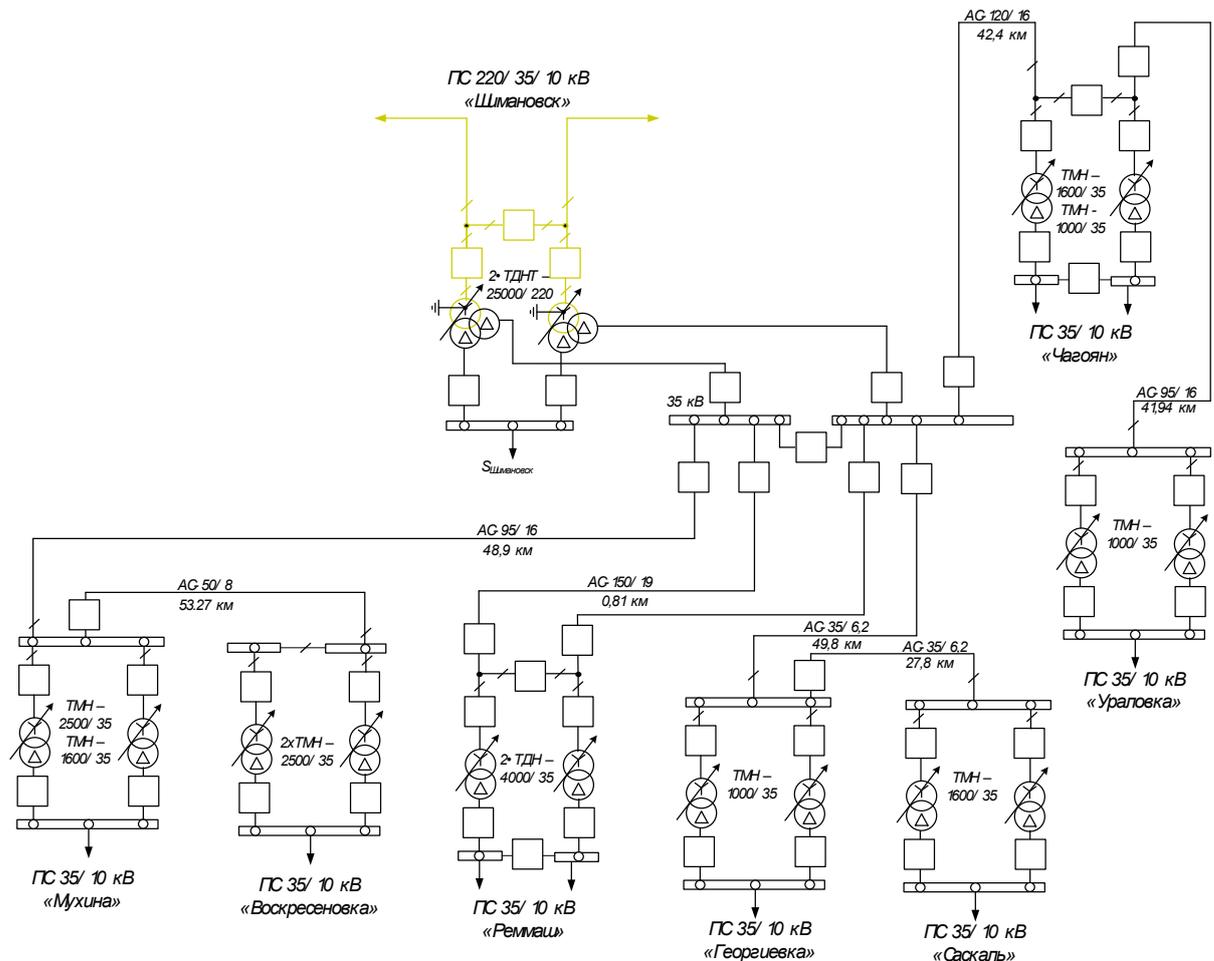


Рисунок 2 – Электрическая сеть Шимановского РЭС

Для реконструкции существующей сети, также необходимы параметры характеризующие линию:

- марка и сечение провода,
- исполнение линии (число цепей),
- длину линии
- номинальное напряжение (таблица 3).

Таблица 3 – Характеристика воздушных линий 35 кВ

Линия между ПС	Исполнение линии	Марка провода	Длина линии, км
Шимановск - Мухина	1	АС-95/16	48,9
Мухина - Воскресеновка	1	АС-50/8	53,27
Шимановск - Реммаш	2	АС-150/24	0,81
Шимановск - Георгиевка	1	АС-35/6,2	49,8
Георгиевка - Саскаль	1	АС-35/6,2	27,8
Шимановск - Чагоян	1	АС-120/19	43,4
Чагоян - Ураловка	1	АС-95/16	41,96

Следует отметить, что вся электрическая сеть Шимановского района – радиальная и магистральная. Все подстанции 35 кВ связаны с источником питания одноцепной ВЛ 35 кВ (исключение – подстанция Реммаш), что говорит о низкой надежности сети. При возникновении аварий и ремонтах на ВЛ 35 кВ питание потребителей будет полностью прекращено. Поэтому назревает необходимость в повышении надежности с созданием резервирования сети.

1.3 Анализ загрузки подстанций и линий 35 кВ

Для реконструкции электрической сети, которая обеспечивает питание потребителей электроэнергией, необходимо обладать достоверной информацией о нагрузках этих потребителей, нагрузках ПС и линий.

1) Анализ коэффициентов загрузки подстанций Шимановского РЭС

По данным преддипломной практики (контрольные замеры филиала ОАО «ДРСК» - «Амурские электрические сети») на подстанциях Шимановского РЭС приняты следующих нагрузки и посчитаны коэффициенты загрузки трансформаторов (таблица 4).

Таблица 4 – Мощности и коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ПС

№	ПС	P, МВт	Q, кВар	Кз.норм.р
1	ПС 35/10 кВ Мухино	0,4	0,1	0,16
2	ПС 35/10 кВ Воскресеновка	0,3	0,1	0,126
3	ПС 35/10 кВ Реммаш	2	0,7	0,5
4	ПС 35/10 кВ Георгиевка	0,3	0,2	0,36
5	ПС 35/10 кВ Саскаль	0,5	0,1	0,32
6	ПС 35/10 кВ Чагоян	0,3	0,1	0,126
7	ПС 35/10 кВ Ураловка	0,01	0,1	0,1

Трансформаторы на всех подстанциях сети недогружены, за исключением Т1 ПС Реммаш, что приводит к неэффективному режиму.

2) Анализ нагрузочной плотности тока линий

Плотность тока ЛЭП 35 кВ:

- ВЛ Шимановск – Мухино: $11/95=0,116$ А/мм²;
- ВЛ Мухино – Воскресеновка: $5/50=0,1$ А/мм²;
- ВЛ Шимановск – Реммаш: $35/150=0,133$ А/мм²;
- ВЛ Шимановск – Георгиевка: $14/35=0,4$ А/мм²;
- ВЛ Георгиевка – Саскаль: $9/35=0,257$ А/мм²;
- ВЛ Шимановск – Чагоян: $7/240=0,029$ А/мм²;
- ВЛ Чагоян – Ураловка: $1/95=0,01$ А/мм²;

3) Оценка загрузки ЛЭП по допустимым токам:

- ВЛ Шимановск – Мухино:
 $11/330*100 \% = 3,33 \%$;
- ВЛ Мухино – Воскресеновка:
 $5/210*100 \% = 2,38 \%$;
- ВЛ Шимановск – Реммаш:
 $35/290*100 \% = 8,97 \%$;

- ВЛ Шимановск – Георгиевка:

$$14/175*100 \% = 8 \%;$$

- ВЛ Георгиевка – Саскаль:

$$9/175*100 \% = 5,14 \%;$$

- ВЛ Шимановск – Чагоян:

$$7/390*100 \% = 2,31 \%;$$

- ВЛ Чагоян – Ураловка:

$$1/95*100 \% = 330 = 0,3\%.$$

ВЛ 35 кВ электрической сети недогружены (токовые нагрузочные плотности не входят в пределы 0,8-1,2) и имеют большую протяженность, что говорит о высоком уровне технологических потерь.

1.4 Оценка изношенности оборудования на ПС 35 кВ

Одним из важных моментов при реконструкции сетей является оценка изношенного оборудования. В таблице 5 приведена оценка по годам ввода в эксплуатацию основного электрооборудования на ПС 35 кВ.

Таблица 5 – Оценка изношенности оборудования 35 кВ

Название ПС	Год ввода в эксплуатацию				
	ПС	T1	T2	Q 35 кВ	Q 10 кВ
ПС 35/10 кВ Мухино	(1994)	1994	1999	1995	2014
ПС 35/10 кВ Воскресеновка	(1979)	1991	1991	1987	1979
ПС 35/10 кВ Реммаш	(1979)	1988	1988	2011	1976
ПС 35/10 кВ Ге- оргиевка	(1972)	1981	1974	1997	1972 1985
ПС 35/10 кВ Саскаль	(1974)	1995	2001	1974	1974
ПС 35/10 кВ Ча- гоян	(1988)	2014	2004	2010	1988
ПС 35/10 кВ Ураловка	(2010)	2010	2010	2010	2010

Как видно из таблицы 5 наиболее изношенное электрооборудование (срок эксплуатации более 25 лет) на ПС 35/10 кВ Воскресеновка. Именно ее реконструкцию следует рассмотреть при развитии сетей Шимановского района на 1-м этапе проектирования.

Также высокая изношенность оборудования отмечается на ПС 35 кВ Реммаш и Георгиевка. Это пойдет 2-м этапом развития сетей.

На остальных ПС оборудование находится в пределах установленного срока эксплуатации.

2 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ШИМАНОВСКОГО РАЙОНА

2.1 Разработка вариантов развития сетей

Распределительная сеть района обеспечивает передачу электроэнергии от УРП к потребителям электроэнергии. Распределительные электрические сети должны обеспечивать:

- качество электрической энергии;
- надежность электроснабжения;
- возможность расширения применительно к росту электрических нагрузок с использованием новых технологий.

Для развития электрической сети Шимановского района в диссертации используются следующие принципы:

1. Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
2. При кольцевании сети уровень напряжения остается прежним;
3. Применение простых схем распределительных устройств (РУ) с меньшим количеством трансформаций на ПС;
4. Возможность увеличения нагрузок в пунктах потребления электрической энергии.

При разработке вариантов развития учитывается, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность ВЛ в двухцепном исполнении, меньшую стоимость потерь электроэнергии и простую схему. Однако кольцевые сети будут более надежны и удобны в управлении [36].

Для Шимановского энергорайона составлено 2 возможных варианта развития сетей, с увеличением надежности. Схемы сетей представлены на рисунках 3 и 4.

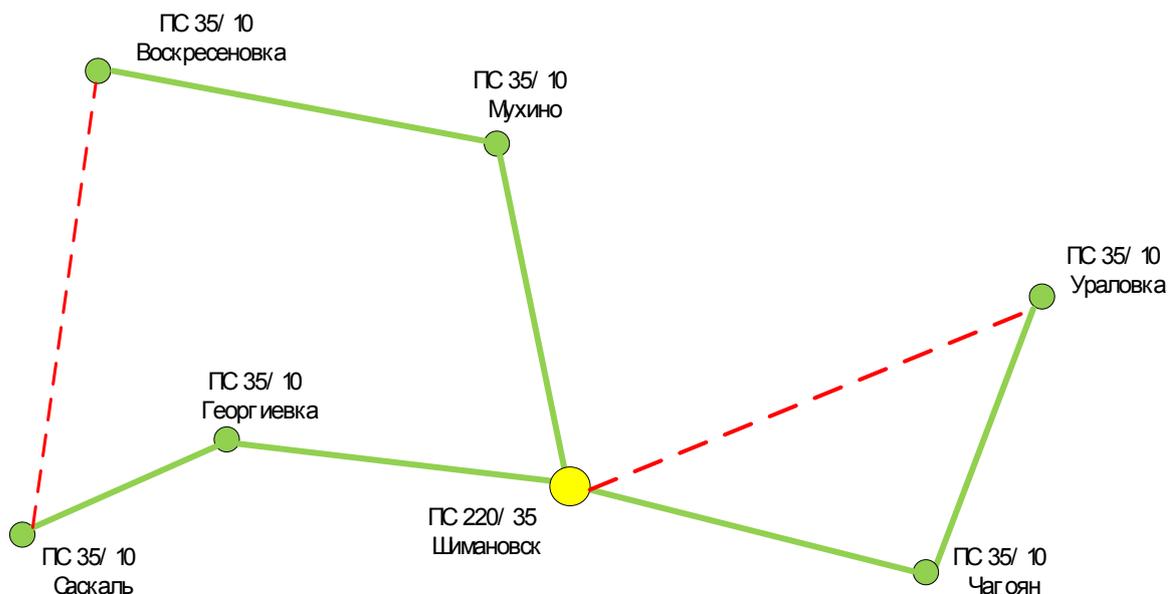


Рисунок 3 – Первый вариант развития электрической сети

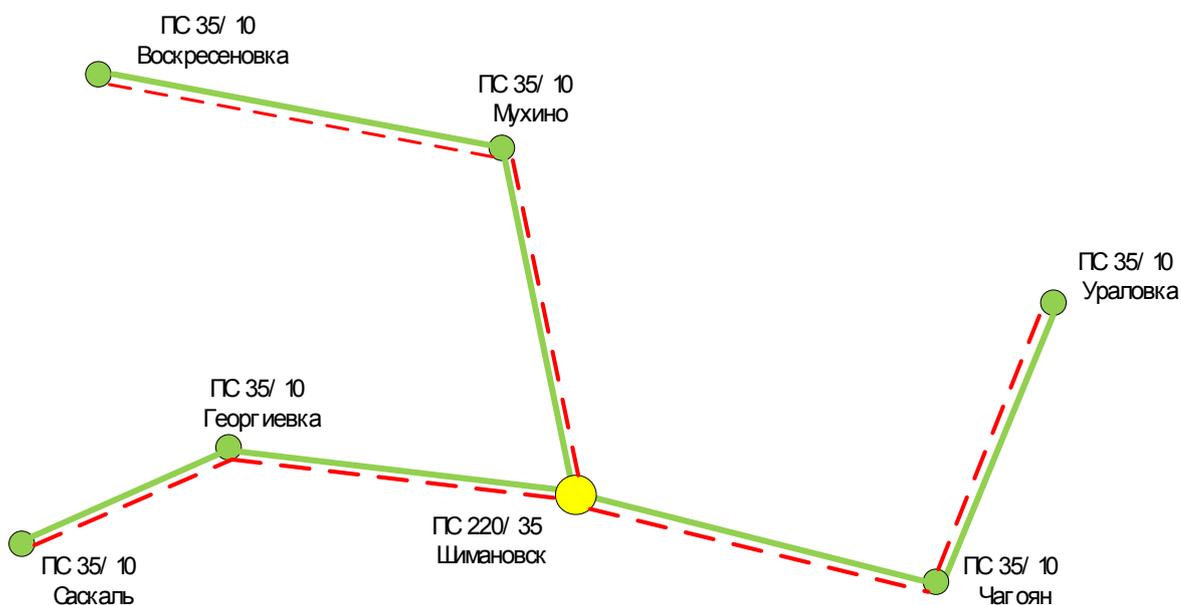


Рисунок 4 – Второй вариант развития электрической сети

На схеме № 1 предлагается вариант создания кольцевой сети. В данном случае реконструкция потребуется на ПС Саскаль, ПС Воскресеновка, ПС Ураловка и ПС Шимановск с добавлением по одной линейной ячейки с выключателями на каждой. Для его осуществления необходимо строительство новых линий ВЛ 35 кВ Саскаль – Воскресеновка и ВЛ 35 кВ Шимановск – Ураловка. Этот вариант является наиболее надежным. Не смотря на существенные затраты, он позволит сократить потери в электрических сетях.

На схеме №2 рассматривается вариант создания двухцепных радиальных сетей от ПС Шимановск, т.е. по существующим трассам одноцепных ВЛ достраивается резервная. В данном варианте необходимо будет выполнить реконструкцию всех существующих ПС с добавлением на ОРУ 35 кВ по одной линейной ячейки.

Развитие сети предусматривается с переходом на такой тип РУ, как мостик, что существенно повысит надежность сети.

Критериями отбора для данных вариантов схем являются:

- 1) Наименьшее количество устанавливаемых выключателей в сети.
- 2) Наименьшая суммарная длина линий в одноцепном исполнении.
- 3) Высокая надёжность РУ ВН.

Сравнительная характеристика приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнительная характеристика 2-х конкурентоспособных вариантов

Характеристика	1 вариант	2 вариант
Суммарная длина строящихся линий, км	110,5	265,13
Количество устанавливаемых выключателей на реконструируемых ПС, шт.	4	8

Из таблицы 5 видно, что затраты на реализацию 2-го варианта будут примерно в 2 раза больше, чем при воплощении 1-го варианта.

Отсюда следует, что для развития сети необходимо принять 1-й вариант с созданием кольцевой сети, который обеспечит высокую надежность и обеспечит снижение потерь в сетях 35 кВ.

2.2 Выбор и проверка сечений проводников ЛЭП

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей; пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях; механической прочности проводов ВЛ; условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону и относительно небольшие годовые потери энергии).

Сечения проводов электрической сети должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.

Расчетное значение тока текущего по линии определяется по следующему выражению:

$$I_{расч.i} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нески}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}} \quad (1)$$

где P_{maxi} – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{нески}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой.

Потоки активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности на участках сети посчитаны в приложение А.

Значения потоков мощности указаны в таблице 7.

Таблица 7 – Потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощностей

Участок сети	P_{max} , МВт	$Q_{неск}$, Мвар
Шимановск - Мухина	0,715	0,211
Мухина - Воскресеновка	0,315	0,111
Шимановск - Реммаш	2,0	0,7
Шимановск - Георгиевка	0,785	0,289
Георгиевка - Саскаль	0,485	0,089
Шимановск - Чагоян	0,21	0,104
Чагоян - Ураловка	0,09	0,0036
Саскаль - Воскресеновка	0,015	0,011
Шимановск - Ураловка	0,11	0,096

В настоящее время сечение проводов для воздушных линий 35 выбираются по нагреву длительно-допустимыми токами. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I'_{дон} = I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2)$$

где $K_1 = 1$ – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды и допустимую температуру провода 25 °С;

$K_2 = 1$ – поправочный коэффициент, учитывающий условия прокладки проводников.

$I_{дон}$ – длительно-допустимый ток, протекающий по линии [15].

Условие допустимости по нагреву для ВЛ 35 кВ:

$$I'_{дон} \geq I_{ВЛ} \quad (3)$$

Используя формулы (1) и (2) определяются токи.

Ниже показан пример расчета на варианте 1 – ВЛ 35 кВ Шимановск - Ураловка. Максимальный расчетный ток:

$$I_{расч0-6} = \frac{\sqrt{P_{0-6}^2 + Q_{неск0-6}^2}}{n_{ц0-6} \cdot U_{ном0-6} \cdot \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{0,11^2 + 0,096^2}}{1 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 24 \text{ А};$$

Выбирается сечение провода (с запасом не менее 30 %):

АС - 50 мм² с длительно допустимым током 210 А.

Расчетный длительно-допустимый ток:

$$I_{p0-6} = 210 \cdot 1 \cdot 1 = 210 \text{ А}$$

210 А ≥ 24 А – условие выполняется, провод АС-50 принимается к прокладке.

Аналогичный расчет производится для остальных линий в программе Excel 2010. Определив максимальные и расчетные токи в зависимости от района строительства ВЛ, номинального напряжения, материала опор, района по гололеду и числа цепей определяются сечения проводов ВЛ 35 кВ.

Рассчитанные значения расчетного тока и сечения проводов ВЛ 35 кВ показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Максимальные и расчетные токи и сечения воздушных линий электропередач

Участок сети	$N_{ц}$	Расчетный ток линии, А	Рекомендуемая марка и сечение провода	Существующая марка и сечение провода	Целесообразность замены провода
Шимановск - Мухина	1	12,3	АС-95/16	АС-95/16	не требуется
Мухина - Воскресеновка	1	5,6	АС-50/8	АС-50/8	не требуется
Шимановск - Реммаш	2	17,5	АС-150/24	АС-150/24	не требуется
Шимановск - Георгиевка	1	13,8	АС-35/6,2	АС-35/6,2	не требуется
Георгиевка - Саскаль	1	8,13	АС-35/6,2	АС-35/6,2	не требуется
Шимановск - Чагоян	1	3,9	АС-50/8	АС-120/19	требуется
Чагоян - Ураловка	1	14,858	АС-50/8	АС-95/16	требуется
Саскаль - Воскресеновка	1	3,0685	АС-50/8	АС-50/8	Новый
Шимановск - Ураловка	1	24,084	АС-50/8	АС-50/8	Новый

По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме (см. Приложение Б). Исходя из расчетов, сделан вывод, что на существующих линиях завышены сечения проводов, поэтому как рекомендация – данные провода необходимо заменить на провода меньшего сечения.

Далее принятое сечение проводов проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме [4].

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (4)$$

где r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление;

l – длина распределительной линии, км.

Производится расчет на примере для ВЛ 35 кВ Саскаль - Воскресеновка по формуле (4):

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,06 \cdot 62,3}{35000} \cdot (0,65 \cdot 0,8 + 0,392 \cdot 0,6) \cdot 100\% = 0,71 \%$$

Результаты проверки представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка сечений проводов по потерям напряжения

Участок линии	I_p, A	Сечение, мм ²	$R_0, Ом/км$	$X_0, Ом/км$	$L, км$	$\Delta U, \%$
Шимановск - Мухина	12,3	95	0,33	0,371	48,9	1,45
Мухина - Воскресеновка	5,6	50	0,65	0,392	53,27	1,11
Шимановск - Реммаш	17,5	150	0,21	0,358	0,81	0,03
Шимановск - Георгиевка	13,8	35	0,85	0,403	49,8	3,13
Георгиевка - Саскаль	8,13	35	0,85	0,403	27,8	1,03
Шимановск - Чагоян	3,9	50	0,65	0,392	43,4	0,63
Чагоян - Ураловка	14,858	50	0,65	0,392	41,96	2,33
Саскаль - Воскресеновка	3,0685	50	0,65	0,392	62,3	0,71
Шимановск - Ураловка	24,084	50	0,65	0,392	48,2	4,34

Таким образом, исходя из проверки проводов с выбранными сечениями, требуется частичная реконструкция существующих ВЛ 35 кВ с заменой проводов на провода меньшего сечения.

2.3 Конструктивное исполнение ВЛ 35 кВ

Проектируемые ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений, загрязнения воздуха, условий прокладки. Из анализа условий ВЛ следует, что материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований: экономически приемлемая стоимость, хорошая электропроводность и достаточная механическая прочность материалов проводов и тросов, стойкость их к коррозии и различным воздействиям.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Для найденного сечения ЛЭП и номинального напряжения 35 кВ выбираются следующие одноцепные опоры - стальные многогранные промежуточные ПМ35-1Ф и стальные анкерно-угловые одноцепные опоры АМ35-1Ф [28]. Наглядное изображение опор представлено рисунке 5.

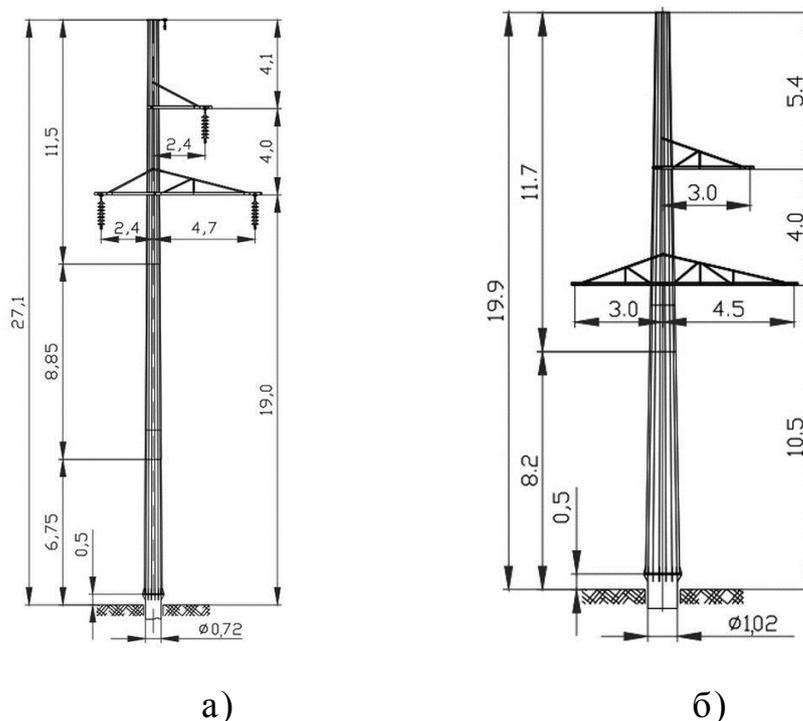


Рисунок 5 – Стальная многогранная промежуточная опора ВЛ 35 кВ (а), стальная анкерно-угловая опора ВЛ 35 кВ (б)

Стальные многогранные опоры отличает высокая надежность и долговечность по сравнению с железобетонными стойками (срок службы более 50 лет), повышенная устойчивость при гололедно-ветровых и коррозионных воздействиях, адаптивность, повышенная скорость установки и вандалоустойчивость [28].

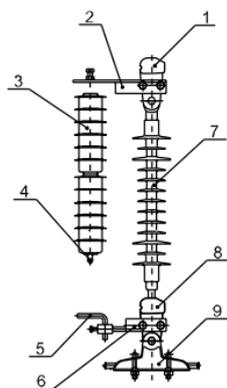
Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и к опорам. Она содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки. На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы. Сцепная арматура предназначена для подвески гирлянд на опорах. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных соединителей [27].

Изоляторы на опорах при данных условиях проектирования и с учетом технической политики сетевой распределительной компании [13] будут устанавливаться полимерные марки ЛК-70-35 УХЛ1 (их проверка осуществлена далее в ВКР). Такие изоляторы используются для крепления, а также изоляции проводов ВЛ.

Для данных подвесных изоляторов характерна высокая степень стойкости к воздействию не только атмосферных, но и промышленных загрязнений. Кроме того им не страшны кислоты и щелочи, ультрафиолетовое излучение, трекинг и электрическая эрозия. Изолирующая оболочка подвесных изоляторов ЛК-70 производится из кремнийорганической композиции, исполненной методом заливки стержня в специальной литиевой форме. Изолятор армирован стальными оконцевателями типа ПС («проушина-пестик») [14].

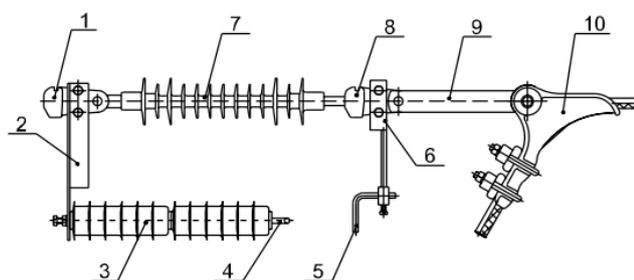
Сцепной арматурой для полимерного изолятора принимается: ушко типа УД-7-16, серьга типа СРС-7-16, зажим НБ-2-А6. Схема монтажа полимерных подвесных полимерных изоляторов типа ЛК-70-35 изображена на рисунке 6.

Поддерживающая подвеска



- 1 – ушко У2-7-16,
 2 - кронштейн, 3 -ОПН, 4 – электр
 №1, 5 – электрод №2, 6 - кронштейн
 7 – изолятор, 8 – ушко У2-7-16,
 9 - поддерживающий зажим

Натяжная подвеска



- 1 – ушко У2-7-16,
 2 - кронштейн, 3 -ОПН, 4 – электрод
 №1, 5 – электрод №2, 6 - кронштейн,
 7 – изолятор, 8 – ушко У2-7-16,
 9 – звено промежуточное регулируемое
 ПРР-7-1, 10 - натяжной зажим

Рисунок 6 – Схема монтажа подвесного изолятора ЛК-70/35 с принятой арматурой

Основные характеристики для изоляторов ЛК-70 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики изоляторов ЛК 70/35-ИУ-2 ПС

Класс изолятора кН/кВ	Строительная/ изоляционная высота, Н, мм	Длина пути утечки, мм	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Разрядное напряжение при 50 Гц, кВ	Допустимая степень загрязнения
70/35	475/385	895	250	42	II

2.4 Проверка силовых трансформаторов

Для существующей реконструируемой сети в связи со строительством новых линий необходимо выяснить, есть ли необходимость в замене трансформаторов на существующих ПС. Как выяснено в разделе 1 – подстанции недогружены, поэтому нужно рассмотреть возможность и целесообразность их замены на трансформаторы меньшей мощности.

Трансформаторы и их мощность определяется по средней активной нагрузке в зимний период и некомпенсированной реактивной мощности.

Для выбора силового трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (5)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на ПС;
 K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7).

Расчетная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ Воскресеновка:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_{неск}^2}}{0,7 \cdot n_T} = \frac{\sqrt{0,3^2 + 0,1^2}}{0,7 \cdot 2} = 0,243 \text{ МВА}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора. Таким образом, на ПС Воскресеновка к установке приняты два трансформатора 250 кВА типа ТМГ 250/35.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР ном}} \quad (6)$$

Проверку трансформаторов осуществляем по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме для ПС 35 кВ Воскресеновка:

$$K^{ном} = \frac{\sqrt{0,3^2 + 0,1^2}}{2 \cdot 0,25} = 0,63$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

$$K^{ПА} = \frac{\sqrt{0,3^2 + 0,1^2}}{0,25} = 1,26$$

Перегруз должен быть не более 40%. Трансформаторы не перегружены.

Для остальных ПС проверочный расчет осуществлен в программе Excel 2010, результаты расчета отражены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС 35 кВ

Подстанция	$S_{трэ}$ до реконструкции, кВА	N	S_p , кВА	S_H , кВА	Тип трансформатора	$K_{ном}^3$	$K_{ПА}$
Мухино	4100	2	320	400	ТМГ - 400/35	0,52	1,03
Воскресеновка	5000	2	243	250	ТМГ - 250/35	0,63	1,26
Реммаш	8000	2	1510	1600	ТМН - 1600/35	0,66	1,32
Георгиевка	2000	2	280	400	ТМГ - 400/35	0,45	0,90
Саскаль	3200	2	390	400	ТМГ - 400/35	0,64	1,27
Чагоян	2600	2	240	250	ТМГ - 250/35	0,63	1,26
Ураловка	2000	2	180	250	ТМГ - 250/35	0,52	1,02

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что на всех ПС требуется замена силовых трансформаторов.

Новые трансформаторы выбраны правильно, так как проходят по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Основные технические характеристики принятых трансформаторов приняты по [26] и приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Марки и параметры выбранных трансформаторов 35 кВ

ПС 35 кВ	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
Реммаш	ТМН - 1600/35	5,1	26	6,5	1,1
Мухина, Георгиевка, Саскаль	ТМГ - 400/35	1,19	8,5	6,5	2,0
Воскресеновка, Чагоян, Ураловка	ТМГ - 250/35	1,0	4,2	6,5	2,3

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ВОСКРЕСЕНОВКА

Как было отмечено выше, вариант развития электрической распределительной сети Шимановского района с точки зрения надежности подразумевает следующее:

Реконструкцию существующих ВЛ 35 кВ с заменой проводов АС;

2) Строительство новых ВЛ 35 кВ Саскаль – Воскресеновка и ВЛ 35 кВ Шимановск – Ураловка;

3) Ввод новых линий повлечет за собой реконструкцию существующих ПС. Эта реконструкция возможна, т.к. на ПС схема РУ позволяет провести реконструкцию без особых изменений. Реконструкции подлежат следующие РУ следующих ПС: Воскресеновка, Саскаль, Ураловка и Шимановск.

Анализ и проверка силовых трансформаторов показали что, на всех ПС 35 кВ необходимо осуществить их полную замену.

Так как необходимые действия по реконструкции на всех ПС одинаковые, в качестве примера к проектированию принимается ПС 35 кВ Воскресеновка.

3.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Основные требования к разработке главной однолинейной схемы подстанции следующие:

- полное обеспечение надежности электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Распределительное устройство ПС 35 кВ Воскресеновка как отмечено в разделе 1 имеет тип схемы «Два блока и неавтоматической перемычкой со стороны линий». При строительстве кольцевой сети данную ПС следует реконструировать до схемы 5Н «Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линий». Схема наглядна, проста и удобна в обслуживании, экономична [30].

Исполнение такой однолинейной схемы представлено на рисунке 7.

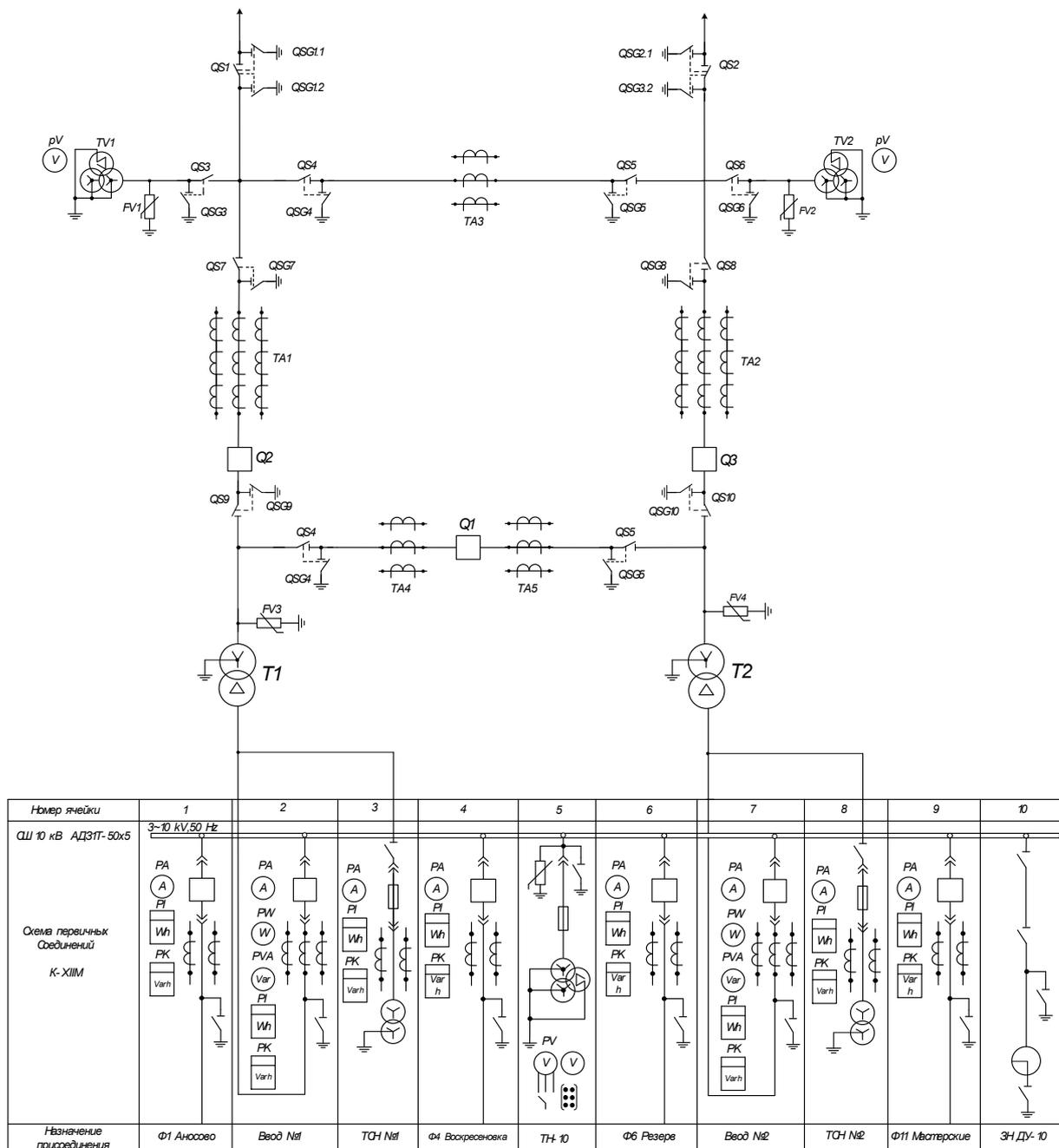


Рисунок 7 – Однолинейная электрическая схема ПС 35 кВ Воскресеновка, выполненная по схеме 5-Н

В нормальном режиме работы Т1 подключен к линии через выключатель Q1, а Т2 - к линии через выключатель Q2. При необходимости вывода в ремонт трансформатора или выключателей, ошиновки в цепи трансформатора на стороне 35 и 10 кВ предварительно вся нагрузка подстанции переводится на другой трансформатор. Например, при выводе в ремонт Т1 от-

ключается выключатель 10 кВ Q и выкатывается из ячейки в ремонтное положение. Включается секционный выключатель 10 кВ. Затем отключается выключатель Q1 со стороны высокого напряжения и отключается соответствующий разъединитель 35 кВ.

При коротком замыкании в трансформаторе релейной защитой отключаются выключатели 35 и 10 кВ, и после срабатывания АВР включается секционный выключатель 10 кВ, переводя нагрузку обесточенных секций на оставшийся в работе трансформатор. В нормальном режиме работы выключатели трансформаторов включены, в секционный выключатель отключен. На каждую секцию подключено по 1 линии и одному вводу от трансформатора. На стороне 10 кВ применяется «одна одиночная секционированная выключателем система шин». Предусматривается отдельная работа трансформаторов для уменьшения токов короткого замыкания (КЗ). Секционный выключатель в нормальном режиме работы схемы отключен.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется одной секцией шин и сооружается из ячеек КРУН из выключателей на выкатных тележках, что позволяет отказаться от разъединителей. Их функции выполняют втычные контакты выкатной тележки. Это значительно снижает затраты на сооружение ПС, упрощает обслуживание, повышает надежность электроснабжения потребителей. Применение ячеек КРУН позволяет увеличить надежность схемы, улучшить условия эксплуатации, снизить затраты на сооружение РУ-10 кВ.

При коротком замыкании на секции отключается вводной выключатель и секция обесточивается на все время ремонтных работ. КЗ на линии отключается одним выключателем, но если происходит отказ в отключении выключателя, то КЗ с линии переходит на секцию. Гасится вся секция на время, необходимое для вывода в ремонт линии и не отключившегося выключателя.

3.2 Конструктивное исполнение ПС

Надежность работы энергосистемы полностью зависит от её конструктивного исполнения, которое включает в себя РУ, устанавливаемые выключатели, ОПН, изоляторы и т.д.

Одним из самых важных элементов подстанций является РУ. Они выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми (ЗРУ) с расположением оборудования в зданиях и открытыми (ОРУ) с расположением оборудования на открытом воздухе. В данном проекте намечается строительство ОРУ 35 кВ на ПС Воскресеновка.

РУ должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в отношении надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, экологической и противопожарной безопасности. Они должны допускать возможность использования средств механизации для производства ремонтных работ. Шины РУ, как правило, выполняются из алюминиевых, сталеалюминевых и стальных проводов, полос, труб и шин профильного сечения из алюминия и алюминиевых сплавов [22].

Конструкция опор под ошиновку и оборудование служит для крепления и установки на них гибкой и жесткой ошиновок и оборудования. Портальные конструкции для подвески ошиновок могут быть металлическими или из сборного железобетона. Опоры под оборудование выполняются из унифицированных железобетонных стоек и свай с металлическими конструкциями сверху для крепления аппаратов. В ПУЭ нормируются наименьшие допустимые расстояния от масляных трансформаторов до стены производственных зданий в зависимости от степени огнестойкости. При расстоянии более 10 м специальных требований к огнестойкости зданий не предъявляется [15].

В РУ ПС 35/10 кВ расстояния между электрооборудованием, аппаратами, токоведущими частями, изоляторами, ограждениями, конструкциями и т. п. устанавливаются таким образом, чтобы при нормальном режиме работы электроустановки возникающие физические явления (усилия, нагрев,

электрическая дуга, выброс газов и др.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания.

Металлические конструкции, подземные части металлических и железобетонных конструкций должны быть защищены от коррозии. Электропроводка цепей защиты, измерений, сигнализации, автоматики, освещения, проложенная по электротехническим устройствам с масляным наполнением, выполняется проводами и кабелями с маслостойкой изоляцией и покрытием.

Помещения, в которых используются кислотные аккумуляторные батареи с зарядкой их на напряжение более 2,3 В на элемент, относятся к взрывоопасным помещениям класса В-Ia. Учитывая это, выбор электронагревательных устройств, светильников и электродвигателей для вентиляции следует производить так же, как для помещений со взрывоопасной средой.

РУ напряжением 10 кВ и выше должны быть оборудованы оперативной блокировкой, которая исключала бы возможность включения выключателей, отделителей и разъединителей; отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, а также подсоединения заземляющих ножей к шинам, находящимся под напряжением.

На заземляющих ножах линейных разъединителей допускается установка только механической блокировки с приводом разъединителя и приспособлением для запираения заземляющих ножей замками в отключенном положении [15].

Реконструируемые ОРУ 35 кВ значительно дешевле закрытых, так как они не требуют строительства специальных помещений для аппаратов, приборов и т. д. Однако оборудование, аппараты и конструкции ОРУ, постоянно находящиеся на воздухе и подвергающиеся атмосферным воздействиям, работают в более тяжелых условиях, требуют более частого осмотра и большего внимания при эксплуатации.

Здания ЗРУ сооружают сборными из готовых типовых железобетонных элементов, размеры которых стандартизованы. Поэтому длина здания должна быть кратной 6 м, ширина - 3 м, высота - 0,6 м. Естественное освещение внутренних РУ нежелательно, так как устройство окон осложняет конструкцию здания, окна требуют периодической очистки, через них может проникать пыль и т. п.

Здания ЗРУ не отапливаются, но нуждаются в вентиляции, поскольку аппараты и проводники выделяют значительное количество теплоты.

Наименьшие изоляционные расстояния в воздухе для РУ напряжением от 6 до 220 кВ, обеспечивающие условия безопасности и удобного обслуживания, установлены ПУЭ.

В ПУЭ также нормируются наименьшие расстояния от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений, между неогражденными токоведущими частями разных цепей, от неогражденных токоведущих частей до отметки пола и др.

3.3 Выбор типов инновационного оборудования на ПС

Выбор типов инновационного оборудования на ПС сводится к выбору основного коммутационных аппаратов – выключателей.

На сегодняшний день на ПС 35 кВ Воскресеновка установлены масляные выключатели, которые требуют немедленной замены на более современные.

Кроме морального и физического износа аппаратов ПС, основной задачей коммутационного аппарата 35 кВ в центре питания – является защита силового трансформатора. Повреждения трансформатора по своей природе возникают либо в виде межвиткового замыкания, либо в виде замыкания на землю (ОЗЗ). Сами по себе эти повреждения не могут нанести трансформатору серьезного ущерба. Существенно большую опасность представляют междуфазные КЗ, в которые могут развиваться указанные выше виды повреждений, а уже такие аварии в худшем случае могут приводить к взрыву трансформатора. Таким образом, задача защитного аппарата идентифици-

ровать подобные повреждения на возможно ранних стадиях. Для этого он должен быть оснащен функциями идентификации ОЗЗ и возможностями раннего обнаружения межвитковых замыканий [19].

Существуют следующие типы коммутационного оборудования, предлагаемые к установке:

- вакуумные выключатели 35 кВ (в них вакуум служит средой для гашения электрической дуги), отличаются универсальность и простотой, имеют возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода [10].

- элегазовые выключатели 35 кВ (используют элегаз SF6 в качестве среды гашения электрической дуги), отличаются быстродействием, малым износом дугогасительных контактов.

- инновационные вакуумные реклоузеры SMART35 («реклоузерный» ретрофит).

Для выбора наиболее рационального варианта осуществлена их сравнительная характеристика (таблица 13).

Таблица 13 – Сравнительная характеристика коммутационных аппаратов 35 кВ

Характеристика	Вакуумный выключатель	Элегазовый выключатель	Реклоузер SMART35
Стоимость, тыс. руб.	200	680	810
Полное время отключения, при номинальном напряжении на элементах управления, мс.	80	55	45
Срок службы, лет	25	40	45
Масса, кг	950	1500	110
Наличие дистанционного управления	-	-	+
Логическая защита трансформатора	-	-	+

Большинство вакуумных аппаратов 35 кВ по массогабаритным показателям ненамного меньше масляных и оснащены чаще всего пружинно-моторным приводом, требующим подогрева. Кроме того, поскольку в этих выключателях обычно нет встроенных трансформаторов тока, их необходимо устанавливать дополнительно, причем, согласно имеющимся данным, больше половины отказов ОРУ связаны с отказами измерительных трансформаторов. В процессе ретрофита необходимо установить и настроить микропроцессорные реле, поскольку их тоже нет в составе аппарата, а также проложить токовые цепи и цепи управления из ОПУ в ОРУ [2].

Таким образом, очевидно, что, несмотря на свою дороговизну, вакуумные реклоузеры SMART35 превосходят остальное коммутационное оборудование по остальным параметрам.

Также реклоузеры SMART35 в 2 раза меньше времени требует на проектирование и ввод в эксплуатацию, по функциональности и надежности превосходит остальное оборудование по назначению [23].

К установке взамен масляных выключателей приняты реклоузеры SMART35 на ПС 35 кВ (рисунок 8).

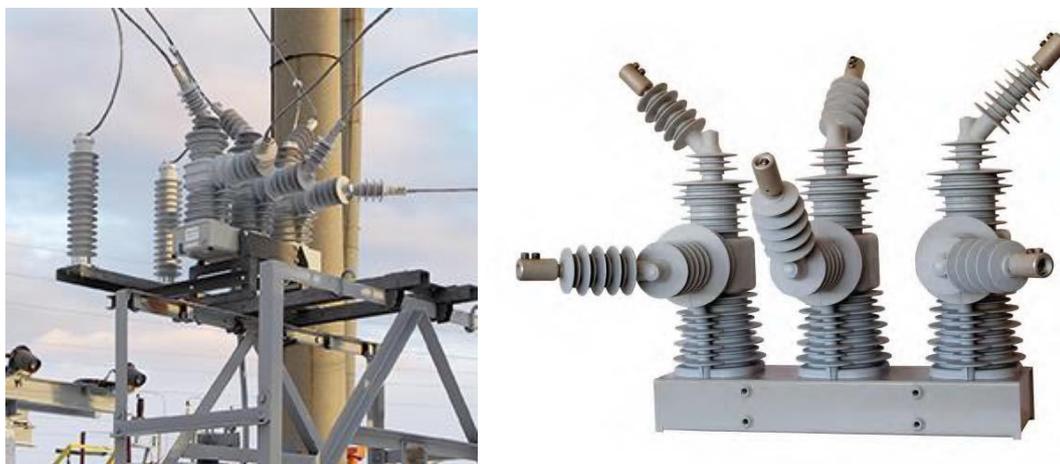


Рисунок 8 – Инновационный реклоузер SMART35

Реклоузер SMART35 - интеллектуальный коммутационный аппарат, позволяющий за счет своих малых габаритов и функциональности наиболее эффективным способом производить подключение абонентов и повышать надежность сети 35 кВ.

Реклоузер SMART35 выполняет следующие функции:

- автоматическое выделение поврежденного участка;
- оперативные переключения в распределительной сети в нормальном и послеаварийных режимах работы;
- автоматическое повторное включение линии (АПВ);
- сбор информации о режимах работы сети;
- ведение журналов аварии, включений и отключений, изменения настроек оборудования и т.д [23].

В части функциональности «реклоузерный» ретрофит подстанций 35 кВ с применением SMART35 предполагает стандартный набор защит, характерный для традиционных решений. В их числе поддержка всех технологических защит и ДЗТ (дифференциальная защита трансформаторов). Принципиальными являются дополнения. Аппарат 35 кВ оснащен чувствительной защитой от ОЗЗ. Кроме этого, для идентификации межвитковых замыканий он имеет логическую защиту трансформатора (ЛЗТ).

Защита от замыканий на землю позволяет идентифицировать на стадии рождения однофазные замыкания и отключить трансформатор до возникновения серьезных повреждений или пожаров. А логическая защита трансформатора – это ускоренная МТЗ, работу которой блокирует МТЗ нижестоящего аппарата. Существенным преимуществом ЛЗТ, помимо высокой чувствительности и малого времени срабатывания, является простота, а точнее - отсутствие настроек [19].

Основные преимущества реклоузер SMART35:

1) SMART35 поддерживает общепринятый функционал защиты силовых трансформаторов и обеспечивает чувствительную защиту от ОЗЗ и логическую защиту обмоток, что позволяет во многих случаях выявить внутренние повреждения трансформаторов на ранней стадии развития.

2) Позволяет избавиться от дополнительных ТТ и существенно упростить цепи управления, что позитивно сказывается на общей надежности реконструкции.

3) Благодаря рекордно низким массогабаритным показателям, время монтажа и пусконаладки, по сравнению с аналогами, снижается примерно в два раза, а стоимость решения примерно на 20% меньше аналогов.

4) стоимость решения не превышает стоимости строительства 1 км линии 35 кВ;

5) широкие возможности по организации дистанционного контроля и управления реклоузером.

Реклоузер SMART35 оснащен самой маленькой в мире новой вакуумной дугогасительной камерой 35 кВ разработки и производства «Таврида Электрик». Корпус реклоузера покрыт твёрдой изоляцией с малой массой и высокой стойкостью к воздействию окружающей среды. Инновационное устройство управления реклоузером, обеспечивающее высокую скорость обработки информации, обладает минимальными габаритами и энергопотреблением.

б) не требует обслуживания в процессе эксплуатации:

Благодаря высокой надежности конструкции, применению внешней изоляции из кремнийорганической резины, имеющей большую стойкость к большим перепадам температур и лучшими электроизоляционными свойствами по сравнению с другими видами изоляции, отсутствию большого числа движущихся деталей и высокой стабильности заводских регулировок, SMART35 не требует специального обслуживания и планово-предупредительных ремонтов на протяжении всего срока эксплуатации.

7) Полноценный контроль за режимами работы сети.

Установленные в высоковольтных вводах датчики тока и напряжения позволяют использовать SMART35 в сетях любой конфигурации, измерять параметры режима сети, вести журналы оперативных и аварийных событий в линии. Коммутационный модуль оснащен 7 измерительными датчиками:

- 3 датчика напряжения;

- 3 датчика тока на базе катушки Роговского, имеющей широкий диапазон измеряемых токов;

- 1 датчик тока нулевой последовательности.

Полный комплект оборудования, готового к монтажу и вводу в эксплуатацию, который включает:

- коммутационный моноблок (с предварительно установленными на типовой монтажный комплект коммутационным модулем OSM35-SMART, ОПН 35 кВ и трансформатором собственных нужд);

- микропроцессорный шкаф управления RC-7 и соединительное устройство;

- специальное программное обеспечение: TELARM Basic, TELARM Dispatcher.

Программный комплекс TELARM, поставляемый в комплекте с реклоузером SMART35, состоит из двух наглядных программ: TELARM Basic для настройки реклоузера и TELARM Dispatcher для дистанционного управления [19].

Установка реклоузеров SMART35 обеспечит высокую скорость обработки информации и снизит потери при энергопотреблении.

3.4 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ

Выбор гибкой шины осуществляется по нагреву:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон}} \quad (7)$$

В нормальном режиме рабочий ток, проходящий по шинам:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,057 \text{ А.}$$

Наименьшее сечение гибкой шины по условиям короны для 35 кВ принимается АС 50/8 по ПУЭ.

Проверка на электродинамическую стойкость и по условиям схлестывания не требуется для шин 35 кВ, так как $I_{\text{л01}}^{(3)} < 20$ кА.

Сравнительная проверка и условия выбора гибкой ошиновки приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор гибкой ошиновки 35 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 210 \text{ А}$	$I_{max} = 57 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{доп}$

Таким образом, определена гибкая ошиновка 35 кВ.

3.5 Выбор и проверка реклоузеров 35 кВ и выключателей 10 кВ

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (8)$$

где $U_{ан.уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном} \quad (9)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости [22]:

$$i_y \leq i_{мах}, \quad (10)$$

где $i_{мах}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя (реклоузера) проводят по формуле (7):

$$B_K = I_{но}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (11)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания;

$I_{но}$ – ток короткого замыкания (принят по данным преддипломной практики Приложение В). Значения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Значения токов короткого замыкания

Точка	$I_{ПО}^{(3)}$, кА	$i_{ao}^{(3)}$, кА	$i_{\nu\delta}^{(3)}$, кА
К1	0,319	0,451	0,744
К2	0,936	1,32	2,14

Номинальные значения токов проходящих через каждый выключатель:

$$I_{номQ1,Q2} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma BH} + Q_{\Sigma BH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ВН}} = 54 \text{ А,}$$

$$I_{номQ3} = \frac{1,4 \cdot S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57 \text{ А,}$$

$$I_{номQ4} = \frac{1,4 \cdot S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ А}$$

$$I_{номQ5} = \frac{I_{номQ4}}{2} = 101 \text{ А}$$

На стороне 35 кВ к установке принимаются вакуумные реклоузеры Q1, Q2, Q3 типа SMART35 35 кВ.

Далее осуществляется их проверка:

1) По термической устойчивости выключателя по формуле (11):

Тепловой импульс на 35 кВ для проверки выключателя (реклоузера) на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.выкл} = 1,5 + 0,0055 = 1,5055 \text{ с}$$

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 0,319^2 \cdot (1,5055 + 0,015) = 0,154 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (12)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ.

2) Для проверки возможности отключения выключателем (реклоузером) апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл. ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,5 \text{ кА}, \quad (13)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 34\%$;

$I_{\text{откл. ном}}$ – номинальный ток отключения.

3) Проверим по отключающей способности:

- на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{откл. ном}}, \quad (14)$$

$$0,319 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

4) По динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}, \quad (15)$$

$$0,744 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

Сопоставление по основным характеристикам выключателя приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для реклоузеров 35 кВ.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{рmax} = 54 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 0,744 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 0,154 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 0,319 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 0,319 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{а.ном} = 8,5 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,451 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранный реклоузер подходит.

По стороне НН устанавливается современное комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ – это РУ, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

На стороне 10 кВ к установке принимается вакуумный выключатель Q3 типа ВВТЭ-М-10-20/630 У3 для вводной ячейки.

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности, поэтому:

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.выкл} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с}$$

где $t_{р.з.}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Для выключателей 10 кВ $t_{р.з.} = 1 \text{ с}$.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя по формуле (11):

$$B_{к} = 0,936^2 \cdot (1,055 + 0,015) = 0,937 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{НОМ откл}} = \sqrt{2} \cdot 0,125 \cdot 20 = 3,5 \text{ кА},$$

где β_H – для данного выключателя $\beta_H = 12,5 \%$.

Проверка на отключение полного расчетного тока КЗ осуществляется по формуле:

$$\sqrt{2} \cdot 0,936 + 1,32 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{12,5}{100}\right),$$

$$2,64 \leq 31,8 \text{ кА}.$$

Сопоставление характеристик для выключателей на вводных ячейках приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 0,937 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 0,916 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 0,916 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 1,32 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке и на отходящих присоединениях также к установке принимается выключатель марки ВВТЭ-М-10-20/630 УЗ, который аналогично проходит по всем проверкам.

3.6 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Выбор разъединителей производится так же, как для выключателей, но без проверок на отключающую способность.

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель РНДЗ-35\1000 У1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ, осуществляется по формулам (7), (11):

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{откк} + T_a) = 0,319^2 \cdot (3,15 + 0,015) = 0,322 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{K.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты проверки отражены в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 35 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 54 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 0,744 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{K.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,322 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению

погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке [22].

1) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot K_{\partial}, \quad (16)$$

где K_{∂} – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

2) Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (17)$$

где K_m – кратность термической стойкости;

t_m – время термической стойкости.

3) Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (18)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Сопротивление вторичной нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (19)$$

где Z_K – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более 3-х приборов;

$Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов.

Перед проверкой трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов (таблица 15), включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов [35].

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации.

Цифровые счетчики приняты типа СЕ301-S31 производства АО «Энергомера». Они предназначены для измерения активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлениях, организации многотарифного учета в трехфазных цепях переменного тока, подключаемых непосредственно или через измерительные трансформаторы [32].

Выбирается трансформатор тока на стороне 35 кВ.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СЕ301-S31	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6	0,5	1,6

Из таблицы 15 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем трансформатора тока ТРГ-35/200. Конструкция его внутренней изоляции базируется на уникальных изоляционных свойствах элегаза и специальной форме экранов, создающих однородное электрическое поле.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1 по формулам (7), (11):

$$B_K = 0,319^2 \cdot (3 + 0,015) = 0,307 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 30 \text{ ВА}$.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки определяется как:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом} \quad (20)$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \quad (21)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток приборов.

Выбирается провод АКРВГ сечением $q=6 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длина проводов принимается $l=55 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 55}{6} = 0,259 \text{ Ом}, \quad (22)$$

Расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (19):

$$Z_2 = 0,064 + 0,359 + 0,1 = 0,423 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформатора тока 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном.р}}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 54 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,423 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{Кн}} = 1587 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кр}} = 0,307 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кн}} \geq B_{\text{кр}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 0,744 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

Выбранный трансформатор тока соответствует расчетным условиям.

На вводных ячейках 10 кВ устанавливается трансформатор тока ТЛШ-10-0,5-1000-У3.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Аналогично стороне 35 кВ электроизмерительные приборы серии 3021, подключаемые к трансформаторам тока 10 кВ имеют полностью цифровой интерфейс. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СЕ301-S31	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6		0,35

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н} = 20$ ВА.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки по формуле (20):

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (19):

$$Z_{2Нр} = 0,064 + 0,071 + 0,1 = 0,235 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока на вводных ячейках приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока ТШЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 54 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0,235 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 1,375 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

В секционной ячейке и на отходящих присоединениях на стороне 10 кВ устанавливается трансформатор тока - ТОЛ-10-0,5-300-У3.

Проверка проводится аналогично трансформаторам тока на вводных ячейках. Сопоставление каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока в секционной ячейке приведено в таблице 23.

Таблица 23– Выбор трансформатора тока ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{рmax} = 202 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н} = 0,6 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0,235 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 1,375 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Все трансформаторы тока проходят проверку и соответствуют предъявленным условиям выбора.

3.8 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [9].

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, конструкции и схеме соединения, классу точности и вторичной нагрузке.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	3	24
Варметр	СТ-3021	4	2	3	24
Счетчик АЭ	СЕ301-S31	7,5	2	3	45
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	10	96

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 96 \text{ ВА.}$$

К установке принят трансформатор напряжения НАМИ-35.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$S_{2ном.} = 300 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2расч.} = 96 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном.} \geq S_{2расч.}$

Выбранный трансформатор напряжения соответствует требованиям. Помимо своих основных свойств измерения он выполняет роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Вторичная нагрузка по измерительным электронным приборам для трансформаторов напряжения 10 кВ приведена в таблице 26.

Измерительные счетчики по стороне 10 кВ устанавливаются на вводе трансформаторов и к питающим линиям.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной катушки, ВА	Число катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр (СШ)	СВ-3021	3	1	1	3
Ввод 10 кВ от трансформаторов					
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	8
Варметр	СТ-3021	4	2	2	8
Счетчик АЭ	СЕ301-S31	7,5	2	2	30
Счетчик РЭ					
Линии 10 кВ					
Счетчик АЭ	СЕ301-S31	7,5	2	4	60
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	15	109

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:

$$S_2 \Sigma = 109 \text{ ВА.}$$

К установке принимается трансформатор напряжения марки НАМИ-10-95. Устанавливаем 2 трансформатора напряжения на стороне 10 кВ по обе стороны сборных шин.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$S_{2H} = 300 \text{ ВА}$	$S_{2P} = 109 \text{ ВА}$	$S_{2H} \geq S_{2P}$

Выбор трансформаторов напряжения проведен верно.

3.9 Выбор ячеек КРУН

На стороне 10 кВ ПС Воскресеновка к установке принимаются современные КРУН 10 кВ типа К-59 производства ЗАО «Промэнерго», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУН типа К-59 исполнения У1 в общем случае состоит из высоковольтных ячеек, шкафа ТСН и шкафа ВЧ связи; навесного шкафа с трансформаторами напряжения. Блок ячеек и шкафы ТСН, ТН и ВЧ связи устанавливаются на заглубленные или незаглубленные фундаменты.

Блок КРУН - это смонтированный на жёсткой раме металлический корпус, служащий защитной оболочкой, как высоковольтного оборудования, так и КРУН в целом (рисунок 9).

КРУН типа К-59 поставляются с полностью смонтированными в пределах блока главными и вспомогательными цепями.

Шкаф представляет собой жесткую конструкцию, собранную с помощью различных продольно-поперечных связей.

Опорой шкафа служит основание с направляющими для выкатной тележки и невыдвижным контактом для её заземления. С помощью болтового соединения на раме закреплён узел фиксации положения выкатной тележки.

Высоковольтная часть ячейки с помощью стенок и панелей разделена на три отсека: ввода, сборных шин и выкатной тележки.



Рисунок 9 – Шкафы КРУН 10 кВ типа К-59

С задней стороны отсеки ввода и сборных шин закрыты съемными стенками. В стенке отсека ввода для удобства проведения регламентных работ предусмотрена дверь, в проёме которой установлена предохранительная перегородка, обеспечивающая безопасный осмотр оборудования без снятия напряжения.

В блоках КРУН на ток отключения 31,5 кА задние стенки имеют повышенную жёсткость за счёт дополнительных элементов, смонтированных внутри ячеек. Повышенную жёсткость в этих блоках имеют и перегородки между отсеками вводов ячеек.

Для повышения степени безопасности персонала при обслуживании КРУН вентиляционная перегородка между высоковольтной частью и коридором управления выполнена с автоматически закрывающимися от потока газов жалюзи, исключающими выброс пламени в зону обслуживания при коротком замыкании в высоковольтных отсеках.

В отсеке вспомогательных цепей располагаются: блок управления выключателя, цифровые устройства защиты, управления и автоматики, приборы контроля и учета электроэнергии, клеммные ряды и другая аппаратура вспомогательных цепей. На фасад отсека вынесены блоки индикации и

управления цифровыми устройствами защиты и автоматики, мнемосхема, кнопки управления и аппаратура местной сигнализации.

Ячейки КРУН типа К-59 обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги [8].

Отмечаются следующие отличительные особенности и преимущества:

- Легко транспортируемый жесткий каркасный утепленный корпус, в котором на заводе смонтированы все высоковольтные панели КРУН, аппаратура главных и вспомогательных цепей;
- Двухстороннее обслуживание КРУН;
- Наличие внутреннего удобного коридора обслуживания;
- Каждая панель КРУН разделена на независимые отсеки для локализации аварии.
- Каждый отсек КРУН оборудован разгрузочным клапаном для сброса давления при авариях;
- Оптимальные габаритные размеры для транспортировки и монтажа на объекте;
- Не требует устройства сложного фундамента;
- Высокий уровень эксплуатационной безопасности;
- Механические и электрические блокировки узлов и аппаратов КРУН, препятствующих неправильным действиям персонала [8].

Простота и наглядность коммутационных операций обеспечивается:

- возможностью визуального контроля положения и состояния коммутационных аппаратов;
- возможностью визуального контроля состояния заземлителя;
- наличием на фасадах шкафов мнемосхем, отражающих положения КВЭ и контактов выключателей, разъединителей и заземлителей.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

1) По термической устойчивости (7), (11):

$$B_{K_{ном}} \geq B_{K10} \rightarrow 1200 \geq 1,375 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,125 \cdot 20 = 3,35 \text{ кА},$$

где β_H – для данного выключателя $\beta_H = 12,5 \%$.

Проверка на отключение полного расчетного тока КЗ осуществляется по формуле:

$$\sqrt{2} \cdot 0,936 + 1,32 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{12,5}{100}\right),$$

$$2,64 \leq 31,8 \text{ кА}.$$

Таблица 28– Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУН 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 1,375 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,936 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 0,976 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{a,ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,72 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$

КРУ/ЭЛ-1-10-20/630 У3 пригодно к установке.

3.10 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В ЗРУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Сечение шин выбирается по допустимому току. К установке принимаются однополюсные алюминиевые шины марки АДЗ1Т прямоугольного сечения 50×5 мм с длительно допустимым током равным 670 А [15].

Сборные шины и ответвления от них, состоящие из проводников прямоугольного профиля, к электрическим аппаратам 10 кВ крепятся на опорных изоляторах.

Расчётный ток продолжительного режима для вводных ячеек 10 кВ:

$$I_{\max} = 202 \text{ А}$$

Выбор шин осуществляется по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \rightarrow 202 \text{ А} \leq 670 \text{ А},$$

Проверка жестких шин проходит в следующем порядке:

1) Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется как:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{K10}}}{C} = \frac{\sqrt{1,375 \cdot 10^6}}{82} = 14,3 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ [9].

2) Проверка на механическую прочность шины, осуществляется исходя из условия:

$$\sigma_{\text{расч.}} \leq \sigma_{\text{доп.}} \quad (23)$$

где σ – напряжение в материале шин.

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,6}{5}} = 2,5 \text{ м}, \quad (24)$$

где l – длина пролёта между осями изоляторов, м;

J – момент инерции, см⁴;

q – поперечное сечение шины, см².

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 42,6 \text{ см}^4. \quad (25)$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}$$

Принимается расположение шин плашмя, пролёт 1,5 м.

Механический расчет однополосных шин:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2140^2}{0,6} = 3,97 \text{ Н/м}, \quad (26)$$

где a – расстояние между фазами, $a = 0,6$ м.

Равномерно распределенная сила f создаёт изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{3,97 \cdot 1,5^2}{10} = 0,89 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (27)$$

где l – пролет между опорными изоляторами шинной конструкции.

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (28)$$

где $W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 12^2}{6} = 12$ – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2140^2 \cdot 1,5^2}{12 \cdot 0,6} = 0,25 \text{ МПа}.$$

Условие по выражению (23):

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.} \rightarrow 0,25 \leq 89 \text{ МПа}$$

Условия механической прочности соблюдены.

Результаты проверки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 670 \text{ А}$	$I_{max} = 202 \text{ А}$	$I_{доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 0,25 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$q = 500 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 14,3 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$

Далее выбираются и проверяются изоляторы, которые применяются для крепления шин и их безопасного обслуживания.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке [27].

К установке принимаются полимерные опорные изоляторы марки ИОСК 4/10-I УХЛ1.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

- 1) По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- 2) По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп} \tag{29}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{2140^2 \cdot 1,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 19,8 \text{ Н.} \tag{30}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Таблица 30 – Выбор опорных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном,р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном,р}$
$F_{дон} = 2400 \text{ Н}$	$F_{расч} = 19,8 \text{ Н}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$

Все выбранные изоляторы удовлетворяет условиям выбора, и могут быть приняты к установке.

3.11 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Состав схемы собственных нужд зависит от типа трансформатора, мощности и ряда других факторов. Определенное количество потребителей собственных нужд имеет подстанция, выполненная по упрощенной схеме.

В состав потребителей входит: обогрев шкафов релейной защиты, обогрев потребителей оперативной цепи; наружное освещение; обогрев шкафов КРУН; зарядное устройство, АКБ; электроотопление помещения ОПУ, освещение подстанции.

Так как данная подстанция достаточно небольшой мощности, то мощность ТСН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников (либо как 1 % от мощности силовых трансформаторов).

Основные нагрузки приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Основные нагрузки собственных нужд.

Вид потребителя	Установленная мощность, кВА
1	2
Охлаждение силовых трансформаторов ТМГ 250/35	2
Подогрев шкафов КРУН-10	17
Освещение, отопление, вентиляция: РУ, совмещенное с ОПУ	2
Наружное освещение	2
Подзарядно-зарядный агрегат	1

1	2
Аппаратура связи и телемеханики	1
Оперативные цепи и цепи управления	2,2
ИТОГО:	27,2

Расчетная мощность нагрузки:

$$S_{РАСЧ} = 27,2 \text{ кВА}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{РАСЧ}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (31)$$

Определяем мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{27,2}{2 \cdot 0,65} = 20,9 \text{ кВА}$$

Принимается 2 трансформатора типа ТМ 25/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 35 кВ должна быть не более 100 кВА. Условие выполняется.

3.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС

3.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС 35 кВ и определение его стационарного и импульсного сопротивлений

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Все металлические части электрических установок и электрического оборудования, которые могут оказаться под напряжением должны быть заземлены.

Материал, конструкция и размеры заземлителей, заземляющих и нулевых защитных проводников должны обеспечивать стойкость к механическим, химическим и термическим воздействиям в течение всего периода эксплуатации [29].

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами.

Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта (глина, суглинок – определены в п.1.1. ВКР), используя таблицу П15.1 [18] определяется удельное сопротивление каждого слоя:

- для суглинков (15-25 % глины):

$$\rho_1 = 45 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- для глины:

$$\rho_2 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Любая двухслойная модель приводится к однослойной с эквивалентным сопротивлением $\rho_{\text{экв}}$, в которой заземлитель будет иметь такое же значение сопротивления, как в двухслойной модели грунта.

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$\rho_{\text{экв}} = \left[\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} \right] \cdot \rho_2, \quad (32)$$

где $\left[\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} \right]$ – отношение, которое определяется по графику рис. П15.1 а)

[18], исходя из следующих расчетных параметров:

$$\frac{h_1 - h_3}{l_3} = \frac{2 - 0,7}{3} = 0,43 \quad \text{и} \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{45}{15} = 3$$

Отсюда следует:

$$\rho_{\text{экр}} = 1,4 \cdot \rho_2 = 1,4 \cdot 15 = 21 \text{ Ом}$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 26 \text{ м}; B = 42 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = (26 + 3) \cdot (42 + 3) = 1305 \text{ м}^2.$$

3) Диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, принимается равным $d = 12 \text{ мм}$.

Сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 6^2 = 113,1 \text{ мм}^2 \quad (33)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{KЗ}^2 \cdot t_{ОТКЛ}}{400 \cdot \beta}}, \quad (34)$$

где $t_{ОТКЛ} = 0,1 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{319^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

4) Проверяется сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (35)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (36)$$

где $T = 240$ мес. – время использования заземлителя – 20 лет;
 a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава
 грунта соответственно равны 0,0013; 0,003; 0,0068; 0,044.

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 + 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,385$$

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности:

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,385 \cdot (12 + 0,385) = 15 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (37)$$

$$F_{KOP} + F_{T.C.} = 15 + 1,1 = 16,1 \text{ мм}^2$$

$113,1 \geq 16,1$ – условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр прутка выбран верно.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м; глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,7 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 3 м [18].

6) Принимается расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 6$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A+3) \cdot \frac{(B+3)}{l_{П-П}} + (B+3) \cdot \frac{(A+3)}{l_{П-П}} \quad (38)$$

$$L_T = (26+3) \cdot \frac{(42+3)}{6} + (42+3) \cdot \frac{(26+3)}{6} = 435 \text{ м.}$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{435}{2 \cdot \sqrt{1305}} - 1 = 4,87 \quad (39)$$

Принимается $m = 4$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1305}}{4} = 9,02 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 36,1 \cdot (4 + 1) = 361,2 \text{ м.} \quad (40)$$

7) Определяется количество вертикальных электродов.

Принимается: $l_B = 3$ м – длина вертикального электрода;

$a = 12$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1305}}{12} = 12,04 \quad (41)$$

Принимается $n_B = 12$.

8) Расчет импульсного сопротивления заземлителя ПС.

– Вычисляется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{экс} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (42)$$

A – коэффициент подобия, зависит от отношения [18]:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,099 \rightarrow A = 0,39$$

$$R_s = 21 \cdot \left(\frac{0,39}{\sqrt{1305}} + \frac{1}{361,2 + 12 \cdot 3} \right) = 0,279$$

– Находится импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экр}} + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 36,12}{(21 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 1,56 \quad (43)$$

– Определяется импульсное сопротивление заземлителя подстанции:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u = 0,279 \cdot 1,56 = 0,434 \text{ Ом} \quad (44)$$

Сопротивление заземлителя по растеканию тока согласно требованиям ПУЭ для изолированной нейтрали должно быть не более 10 Ом. Так как $0,434 < 10$ Ом, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

3.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты стационарного и подстанционного оборудования (РУ) от прямых ударов молнии будет использоваться система молниеотводов. Назначение молниеотвода – принять на себя подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю. Молниеотвод состоит из молниеприемника, непосредственно воспринимающего удар молнии на себя, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник представляет собой металлический электрод, масса и проводимость которого обеспечивают протекание импульсного тока молнии без разрушения этого электрода [18].

Защиту КРУН, имеющих металлические кровли или железобетонные несущие конструкции кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий, если это невозможно, то необходимо устанавливать стержневые молниеотводы непосредственно на крыше зданий.

На плане ПС размещено РУ 35 кВ, трансформаторы, линейные порталы, ТСН и КРУН 10 кВ. Ниже осуществлена полная проверка зон защиты, для правильности их установки.

Рассматривается зона защиты молниеотводов относительно 1-2, находящихся на одинаковом расстоянии друг от друга.

Осуществлен расчет молниеотводов (Приложение Г) с установкой 2-х равновеликих стержневых молниеотвода и размещение их на плане ПС 35

кВ (рисунок 10), тем самым обеспечивается защита на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

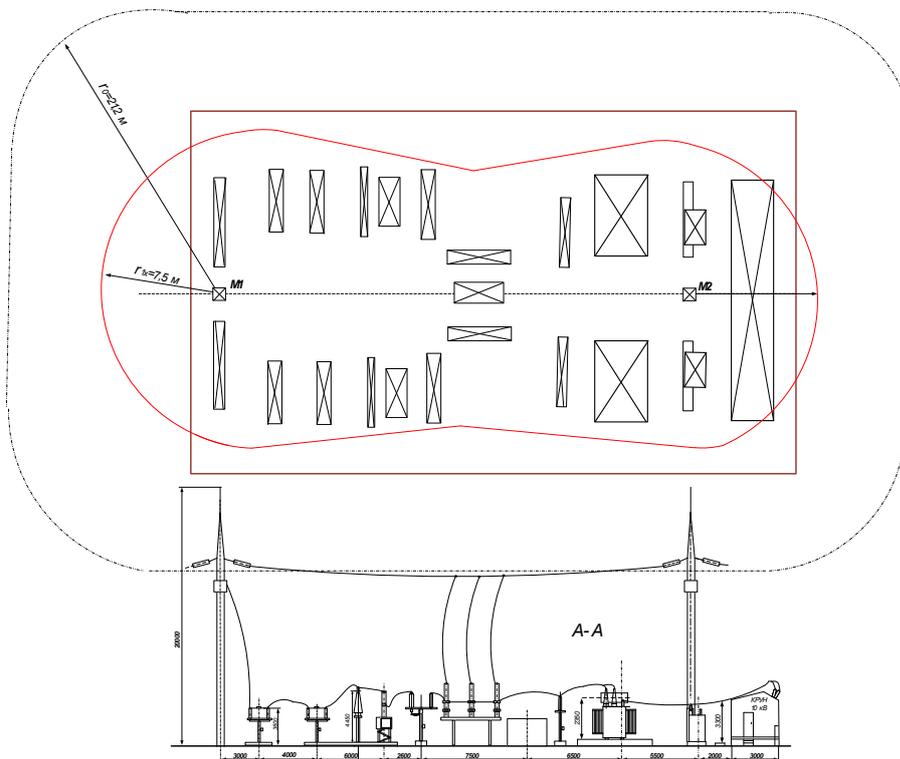


Рисунок 10 – Система 2 равновеликих молниеотводов

Расчет для молниеотводов и лист графической части приведены в приложении Г.

Результаты расчета сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Результаты расчета молниеотводов

Характеристика	Значение, м
Высота молниеотводов	20
Эффективная высота зоны защиты	17
Радиус круга зоны защиты на уровне земли	21,2
Высота защищаемого объекта (линейного портала)	11
Расстояние между молниеотводами 1-2	32
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли	21,2
Минимальная высота зоны защиты	14,9
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта	5,5
Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта	7,5

3.12.3 Выбор и проверка ОПН

Грозовые волны возникают на подходе к подстанции при прорыве молнии на провода или при обратных перекрытиях линейной изоляции при ударах молнии в опоры (тросы). Амплитуда грозových волн в точке удара при прорывах молнии на провода ограничена импульсной прочностью линейной изоляции, а при обратных перекрытиях зависит от момента перекрытия и падения напряжения на сопротивлении заземления и индуктивности опоры.

Основным средством защиты ПС от набегающих волн перенапряжения являются ОПН и разрядники.

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения [5].

ОПН в отличие от вентильных разрядников не имеют искровых промежутков и непосредственно подключаются к защищаемому объекту. Это достигается благодаря применению в них оксидно-цинковых варисторов, обладающих высоконелинейной вольтамперной характеристикой (коэффициент нелинейности α в зависимости приблизительно равен 0,03-0,04) и достаточно высокой пропускной способностью

Основными параметрами ограничителя являются:

- номинальное напряжение;
- наибольшее длительно допустимое напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- остающееся напряжение при нормированных токах;
- удельная энергоемкость, определяющая класс энергоемкости;
- ток пропускной способности.

К характеристикам ОПН также относятся защитные уровни.

Защитный уровень ОПН при грозovém импульсе представляет собой максимальное остающееся напряжение при номинальном разрядном токе.

Его применяют при защите оборудования от перенапряжений с крутым фронтом.

Защитный уровень при коммутационном импульсе представляет собой максимальное остающееся напряжение при установленных токах коммутационного импульса. Его применяют при защите оборудования от перенапряжений с пологим фронтом.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа [5]:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Первым, и наиболее важным, шагом для ограничителей является выбор напряжения ОПН с учетом времени его воздействия.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

По этим требованиям нормативных документов напряжение на ПС в нормальном режиме не должно быть более, чем $1,2 U_{\text{НОМ}}$ в сетях 10 кВ и $1,15 U_{\text{НОМ}}$ – на подстанциях 35 кВ. Поскольку воздушные линии в сетях до 35 кВ включительно имеют умеренную длину, то для ОПН для установки на линиях длительное допустимое рабочее напряжение может быть принято таким же, что и для ОПН, устанавливаемых на подстанциях.

ОПН, рассчитанный на определенное длительное напряжение $U_{\text{НР}}$, пропускает через себя определенный активный ток, который не нарушает их тепловой баланс (тепловую устойчивость). Это позволяет за счет сокращения длительности воздействия увеличить величину допустимого напряжения.

Также одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы.

В сетях классов напряжения 35 кВ и ниже ОПН с номинальным разрядным током 5 кА могут быть достаточными для районов с низкой плотно-

стью ударов в землю и эффективно защищенными отходящими ВЛ с низкими сопротивлениями фундаментов опор. ОПН с номинальным разрядным током 10 кА могут быть предпочтительными для важных установок (необходимых для наилучшей защиты) особенно в районах с высокой плотностью ударов в землю или высокими сопротивлениями земли.

Импульсные токи через ОПН обычно определяются расчетным путем по ходу снятия кривых опасных волн. Методика исследования импульсных токов такова: при снятии кривых опасных волн импульсные напряжения на изоляции электрооборудования, например, силовых трансформаторов, увеличиваются до тех пор, пока их амплитуда не коснется уровня допустимых импульсных воздействий.

Для силовых трансформаторов:

$$U_{\text{доп.опн}} = 1,1 \cdot \left(U_{\text{ПВ}} - \frac{U_{\text{ном}}}{2} \right), \quad (45)$$

где $U_{\text{ПВ}}$ – полная импульсная испытательная волна по ГОСТ 1516.3-96.

Форма импульсных перенапряжений через ОПН на ПС определяется крутизной приходящих импульсов напряжения входной емкостью электрооборудования, числом и характеристиками защитных аппаратов, расстояниями между защитными аппаратами и защищаемых электрооборудованием.

Порядок проверки ОПН 35 кВ и 10 кВ следующий:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{\text{н.д.опн}} \geq \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}} \quad (46)$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\text{max.p}}}{K_B} \quad (47)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ [5]

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (48)$$

где
$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B} \quad (49)$$

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Поскольку ток I_k в свою очередь зависит от $U_{ОПН} = U_{ост}$ ($U_{ост}$ – остающееся напряжение), его значение определяется параметрами точки пересечения вольтамперной характеристики ограничителя и нагрузочной кривой. Ориентированные значения I_k для ОПН классов напряжения 10-35 кВ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Ориентированные значения I_k для ОПН 10-35 кВ

$U_{ном}$, кВ	I_k для ОПН для установки на подстанциях, А	I_k для ОПН для установки на линиях, А
35	200-500	150-450
10	350-600	300-550

Окончательный выбор ОПН будет производиться с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий (взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов).

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов к установке принят ограничитель перенапряжения производства «Таврида Электрик» типа ОПН-РК-35-680 УХЛ1, с классом напряжения 35 кВ, наружной установки [12].

Данные ОПН отличают мультибарьерная система герметизации внутреннего пространства ОПН, высокая гидрофобность изоляции на протяжении всего срока службы, надежность, минимальные массогабаритные показатели, которые обеспечивают удобство и простоту монтажа.

Вольтамперная характеристика данного типа ОПН представлена на рисунке 11.

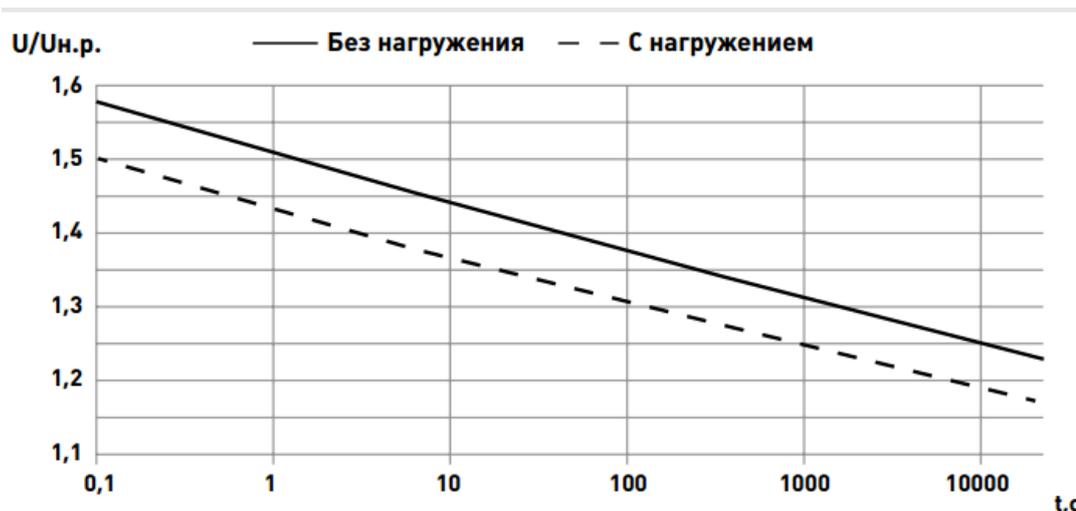


Рисунок 11 – Вольтамперные характеристики ОПН-РК «Таврида Электрик»

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение ОПН, кВ	35,0
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут.токе $U_{ост}$, кВ	93,8
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), кА	760
Полная энергоемкость W_c , кДж	315,9
Длина пути утечки внешней изоляции, см	12,5

На стороне НН трансформаторов к установке принят ограничитель перенапряжения «Таврида Электрик» типа ОПН-РВ/TEL -10/12,6/250 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальное напряжение ОПН, кВ	12
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	12,6
Остающееся напряжение при коммут.токе $U_{ост}$, кВ	43
Номинальный разрядный ток, кА	5
Ток пропускной способности (2 мс), кА	250
Длина пути утечки внешней изоляции, см	310

Произведена проверка выбранных ОПН (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети (46):

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{про} \geq \frac{35}{\sqrt{3}} \rightarrow 40,5 \geq 20,2 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$U_{про} \geq \frac{10}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 5,7 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН (47):

Для ОПН 35 кВ:

$$35 \leq \frac{93,8}{1,3} \rightarrow 35 \leq 72,15 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$10 \leq \frac{12,6}{1,2} \rightarrow 10 \leq 10,5 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока проверка не производится, значения соответствуют таблице 34.

ОПН для 35 и 10 кВ проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН. Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям не проводится.

Проверка производится на примере следующих характеристик ОПН:

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

Для ОПН 35 кВ с 2 классом энергоемкости:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \leq W_c \quad (50)$$

$$2,75 \cdot 40,5 \leq 315,9 \text{ кДж} \rightarrow 111,4 \leq 315,9 \text{ кДж}$$

2) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.} \quad (51)$$

$$0,319 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для } 35 \text{ кВ}$$

$$0,936 \leq 20 \text{ кА} - \text{ для } 10 \text{ кВ}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН по всем параметрам соответствуют предъявленным условиям.

4 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ШИМАНОВСКОГО РАЙОНА ДО И ПОСЛЕ РАЗВИТИЯ

Надежность ЭЭС определяется надежностью ее отдельных элементов (трансформаторов, линий электропередачи, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики и др.), надежностью схемы (степенью резервирования), надежностью режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способностью выдерживать системные аварии цепочечного характера без катастрофических последствий, или, без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к системе автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Под надежностью электроснабжения понимается свойство электротехнической установки, участка электрической сети и энергосистемы в целом обеспечивать в нормальных (повседневных) условиях эксплуатации бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества и в необходимом количестве.

Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность.

Надежность электроснабжения определяется:

- 1) принятой схемой электроснабжения;
- 2) надежностью используемого в ней энергетического оборудования и технических устройств;
- 3) уровнем эксплуатации.

Надежность электроснабжения оценивается:

- 1) частотой и средней продолжительностью нарушений электроснабжения потребителей;
- 2) относительной величиной аварийного резерва, необходимого для обеспечения заданного уровня бездефицитной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития ЭЭС, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов [1].

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС:

- 1) оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;
- 2) обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;
- 3) выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Рассматриваемые задачи будут решены с помощью развития электрических сетей. В настоящей главе приведен расчет и сравнительный анализ надежности электрических распределительных сетей Шимановского района до и после реконструкции (замена оборудования, создание кольцевой сети).

Для расчета надежности электрической сети будут применимы такие показатели надежности как [7]:

- а) средний параметр потока отказов ω , 1/год;
- б) среднее время восстановления T_B , ч;

в) частота капитальных ремонтов μ , 1/год;

г) продолжительность капитального ремонта T_p , ч.

Для ЛЭП используются также показатели надежности:

а) среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;

б) среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_p , ч.

Исходные данные по элементам [7] сводятся в таблицу 37 и 38.

Таблица 37 – Показатели надежности элементов для упрощенной схемы

Элемент	ω , 1/Г	T_b , ч	μ , 1/Г	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{о.п.}$
Выключатель баковый масляный 35 кВ (до развития)	0,007	30	0,86	8	0,006	0,006
Выключатель вакуумный 35 кВ (после развития)	0,005	25	0,33	8	0,004	0,005
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	-	-
Шины 35 кВ	0,02	7	0,166	2	-	-
Линии 35 кВ (металл)	0,7	10	2,1	15	-	-

Таблица 38 – Показатели надежности противоаварийной автоматики

Вид защиты	q	ω , 1/год
ДЗШ	0,0096	0,0013
ДФЗ	0,0012	0,02994
УРОВ	0,00078	0,02134
АВР	0,0003	0,00005
ДЗЛ	0,007	0,0008

4.1 Оценка надежности электрической сети до реконструкции в нормальном режиме

Рассматривается система электроснабжения Шимановского района до реконструкции, где по данным анализа осуществляется питание ПС 35 кВ по одноцепным линиям без резерва. Упрощенная схема замещения для сетей до развития приведена на рисунке 12.

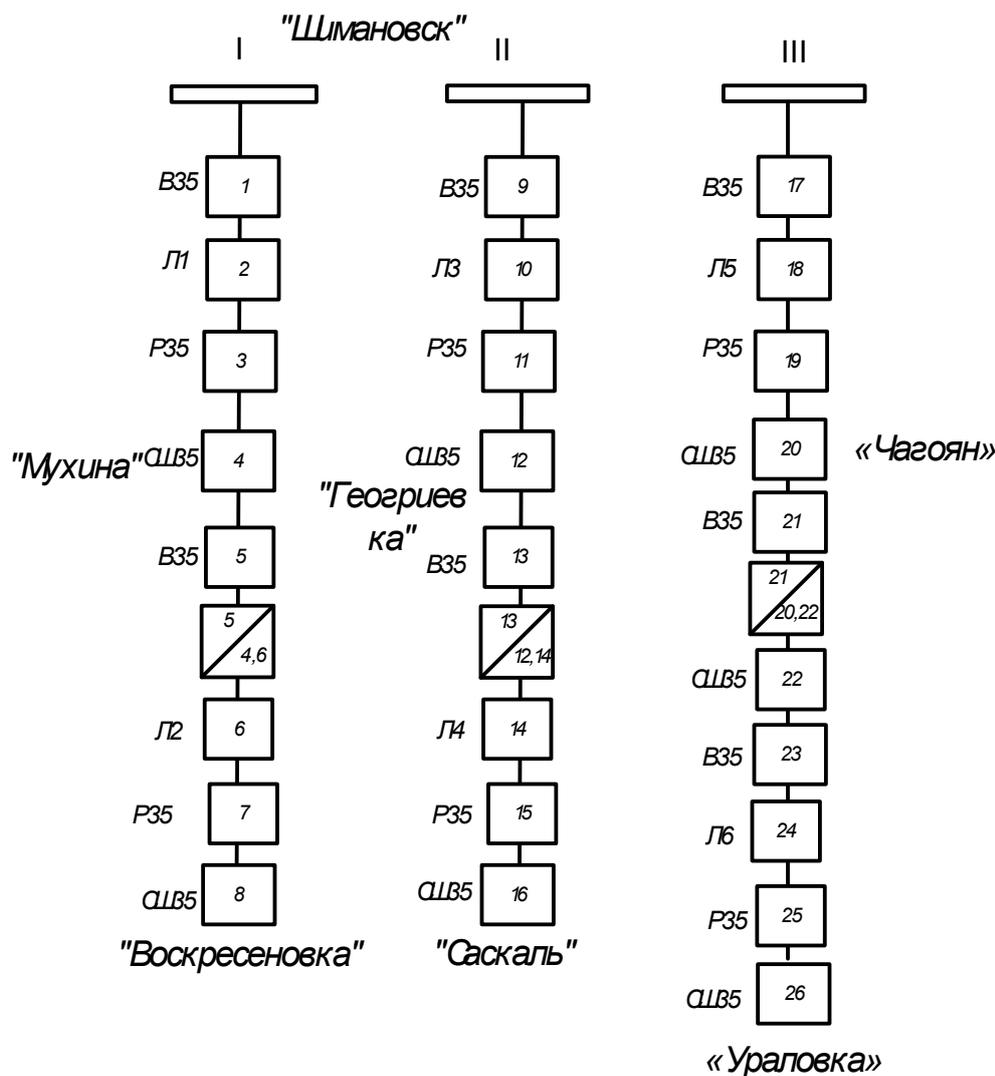


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета надежности электрической сети 35 кВ Шимановского района до развития

Определение вероятности отказов всех элементов по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_B}{T_r} \quad (52)$$

Вероятность безотказной работы определяем как:

$$p = 1 - q \quad (53)$$

В частности для линий формула будет иметь вид:

$$q = \frac{\omega \cdot t_e \cdot l}{T_r} \quad (54)$$

где l – длина линии, км.

Для сборных шин:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g \cdot N}{T_r} \quad (55)$$

где N – количество присоединений на шину.

Ниже показан пример определения вероятности отказа и вероятности безотказной работы на разъединителе 35 кВ:

$$q_{P1} = \frac{\omega_{P1} \cdot T_B}{T_z} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,85 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{P1} = 1 - q_{P1} = 1 - 6,85 \cdot 10^{-5} = 0,9999315$$

Расчет вероятности отказов остальных элементов схемы производится аналогично, подробный расчет представлен в приложении Д, результаты расчета сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Вероятности отказа элементов

Элемент	Вероятность отказа, q	Параметр потока отказа, ω , 1/год
Линия 2	$3,908 \cdot 10^{-4}$	0,3423
Линия 6	$4,257 \cdot 10^{-4}$	0,37289
Линия 10	$3,979 \cdot 10^{-4}$	0,3486
Линия 14	$2,221 \cdot 10^{-4}$	0,1946
Линия 18	$3,468 \cdot 10^{-4}$	0,3038
Линия 24	$3,353 \cdot 10^{-4}$	0,2937
Разъединители 35 кВ	$6,85 \cdot 10^{-6}$	0,01
Шины 35 кВ	$4,795 \cdot 10^{-5}$	0,06

Для расчета показателей надежности выключателей необходимо составить полную модель выключателя.

Смежные элементы модели отказа выключателя рассчитываются по формуле.

$$q_{\text{Q}} = q_{\text{в.ст}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \sum q_{\text{РЗ}i} \cdot \left(1 - \prod_{j=1}^n [1 - q_{\text{СМ}j}] \right) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}} \quad (56)$$

где $q_{\text{см}}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;
 $\alpha_{\text{кз}}$ – относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;
 a – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;
 $K_{\text{АПВ}}$ – коэффициент успешного действия АПВ, справочная величина;
 $q_{\text{РЗ}}$ – вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;
 $q_{\text{СМ}i}$ – вероятность отказа смежных элементов;
 $\alpha_{\text{оп}}$ – частота отказов при оперативном отключении;
 $N_{\text{оп}}$ – число оперативных отключений.

Параметр потока отказов для выключателя определяется:

$$\omega_{\text{Q}} = \omega_{\text{ст}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot \sum \omega_i + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \quad (57)$$

где $\omega_{\text{ст}}$ – статический параметр потока отказов выключателя;
 ω_i – параметр потока отказов смежного элемента.

Приведем пример расчета для выключателя 35 кВ:

$$q_{\text{см1}} = 3,797 \cdot 10^{-5}$$

$$N_{\text{оп1}} = \mu_{\text{в35}} + \mu_{\text{л35}} + 2 \cdot \mu_{\text{р35}} + \mu_{\text{ш35}} \quad (58)$$

Полученное значение округляется в большую сторону: $N_{\text{оп1}} = 4$

$$q_{\text{авт1}} = \alpha_{\text{кзв1}} \cdot (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot (1 - q_{\text{1см}}) \cdot (1 - p_{\text{1рз}}) \quad (59)$$

$$q_{\text{авт1}} = 2,891 \cdot 10^{-8}$$

$$q_{\text{оп1}} = \alpha_{\text{он35}} \cdot N_{\text{оп1}} \cdot \frac{T_{\text{Рв35}}}{T_{\text{Г}}} \quad (60)$$

$$q_{ОП1} = 0,006 \cdot 4 \cdot \frac{30}{8760} = 1,303 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{Q1} = q_{cm1} + q_{авм1} + q_{ОП1} \quad (61)$$

$$q_{Q1} = 3,767 \cdot 10^{-5} + 0,00029 \cdot 10^{-5} + 1,303 \cdot 10^{-5} = 5,073 \cdot 10^{-5}.$$

Далее определяются параметры потокоотказа смежных элементов схемы замещения на примере выключателя 1:

$$\omega_{ОП1} = a_{он35} \cdot N_{он1} = 0,006 \cdot 4 = 0,024 \quad (62)$$

$$\omega_{cm1} = \omega_{B35} + 2 \cdot \omega_{p35} \quad (63)$$

$$\omega_{cm1} = 0,027$$

$$\omega_{авм35} = a_{кзв35} (1 + 1 \cdot K_{авс}) \cdot (\omega_{оДЗШ} + \omega_{оДФЗ}) \cdot (\omega_{Л}) \quad (64)$$

$$\omega_{авм35} = 0,013$$

$$\omega_{Q1} = \omega_{cm1} + \omega_{авм1} + \omega_{ОП1} \quad (65)$$

$$\omega_{Q1} = 0,027 + 0,013 + 0,021 = 0,061$$

Расчет ω и q для остальных выключателей аналогичен и приведен в Приложении Д, расчеты сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Модель отказа выключателя

№ выключателя	ω	q
Q ₁	0,048	$5,073 \cdot 10^{-5}$
Q ₅	0,048	$5,073 \cdot 10^{-5}$
Q ₉	0,048	$5,073 \cdot 10^{-5}$
Q ₁₃	0,049	$5,072 \cdot 10^{-5}$
Q ₁₇	0,051	$5,277 \cdot 10^{-5}$
Q ₂₁	0,051	$5,275 \cdot 10^{-5}$
Q ₂₃	0,051	$5,277 \cdot 10^{-5}$

Эквивалентирование схемы показано на рисунке 13.

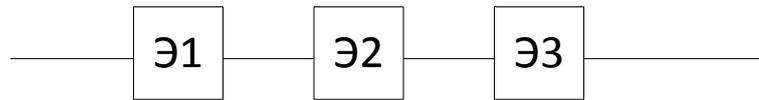


Рисунок 13 – Эквивалентирование схемы замещения

Эквивалентные параметры отказа определяется путем последовательного суммирования элементов:

$$q_{Э1} = q_{Q1} + q_2 + q_3 + q_4 + q_{Q5} + q_6 + q_7 + q_8$$

$$\omega_{Э1} = \omega_{Q1} + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_{Q5} + \omega_6 + \omega_7 + \omega_8$$

$$q_{Э2} = q_{Q9} + q_{10} + q_{11} + q_{12} + q_{Q13} + q_{14} + q_{15} + q_{16}$$

$$\omega_{Э2} = \omega_{Q9} + \omega_{10} + \omega_{11} + \omega_{12} + \omega_{Q13} + \omega_{14} + \omega_{15} + \omega_{16}$$

$$q_{Э3} = q_{Q17} + q_{18} + q_{19} + q_{20} + q_{Q21} + q_{22} + q_{Q23} + q_{24} + q_{25} + q_{26}$$

$$\omega_{Э3} = \omega_{Q17} + \omega_{18} + \omega_{19} + \omega_{20} + \omega_{Q21} + \omega_{22} + \omega_{Q23} + \omega_{24} + \omega_{25} + \omega_{26}$$

Для рассчитываемой схемы:

$$q_{Э\Sigma_{норм}} = q_{Э1} + q_{Э2} + q_{Э3} + q_{пр.нб.} \quad (66)$$

$$q_{Э\Sigma_{норм}} = 1,027 \cdot 10^{-3} + 8,311 \cdot 10^{-4} + 9,979 \cdot 10^{-4} + 0,034 = 0,0369$$

$$\omega_{Э\Sigma_{норм}} = \omega_{Э1} + \omega_{Э2} + \omega_{Э3} + \omega_{пр.нб.} \quad (67)$$

$$\omega_{Э\Sigma_{норм}} = 0,951 + 0,779 + 0,951 + 2,1 = 4,781$$

Вероятность безотказной работы:

$$P_{Э\Sigma_{норм}} = 1 - q_{Э\Sigma_{норм}} = 1 - 0,0369 = 0,96309$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_P = \frac{0,105 \cdot T_G}{\omega_{норм}} = 193 \text{ часов} \quad (68)$$

где α – уровень значимости, для энергетики равен 0,1.

$$K_{np} = q_{\Sigma_{норм}} = 0,0369$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{np}}{\omega_{\Sigma_{норм}}} \cdot T_2 = \frac{0,0369}{4,781} \cdot 8760 = 60,3 \text{ часов} \quad (69)$$

4.2 Оценка надежности электрической сети после ее развития

Методика расчета надежности после развития сетей выполняется аналогично п. 4.1.

Схема замещения для расчета новой схемы электроснабжения будет иметь следующий вид (рисунок 14):

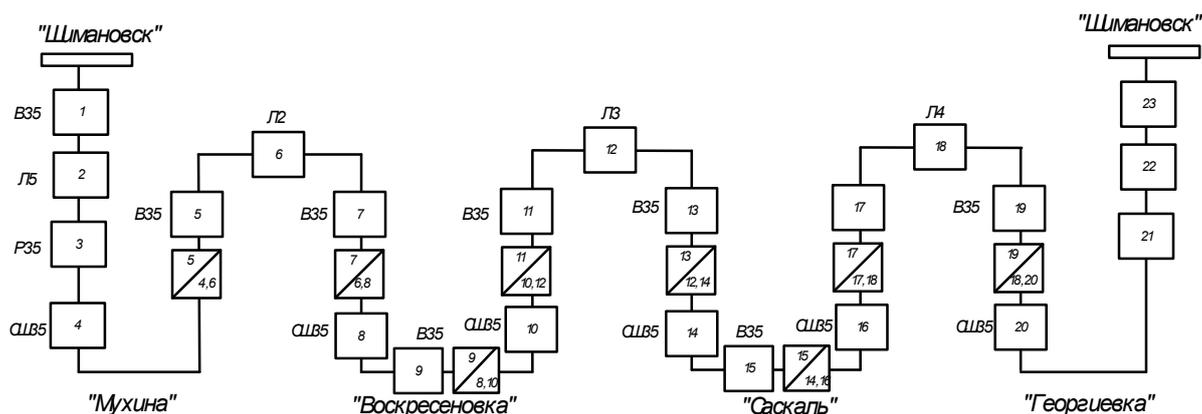


Рисунок 14 – Схема замещения после развития

В первую очередь для данной схемы находится точка потокораздела, учитывая которую осуществляется расчет надежности с учетом АВР на ПС.

Расчет осуществлен в приложении Е, точкой потокораздела по результатам расчета принимается ПС Саскаль, на которой при развитии схемы будет установлен выключатель с АВР.

Упрощенная схема замещения для расчета надежности с учетом точки потокораздела представлена на рисунке 15.

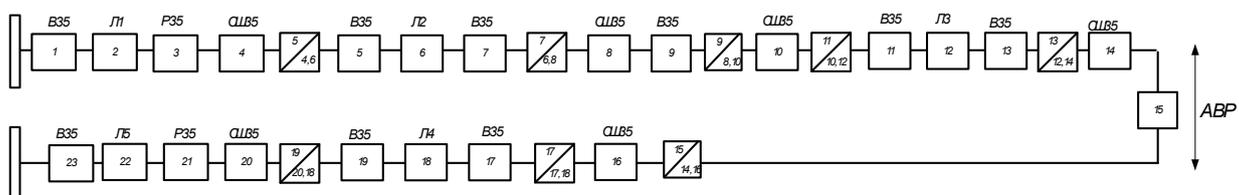


Рисунок 15 – Расчетная схема замещения с учетом АВР

Расчет вероятности отказов элементов представлен в приложении Е, результаты расчета сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Вероятности отказа элементов

Элемент	Вероятность отказа, q	Параметр потока отказа, ω , 1/год
Линия 2	$3,908 \cdot 10^{-4}$	0,3423
Линия 6	$4,257 \cdot 10^{-4}$	0,3729
Линия 12	$4,978 \cdot 10^{-4}$	0,4361
Линия 18	$2,221 \cdot 10^{-4}$	0,1946
Линия 22	$3,979 \cdot 10^{-4}$	0,3486
Разъединители 35 кВ	$6,85 \cdot 10^{-6}$	0,01
Шины 35 кВ	$4,795 \cdot 10^{-5}$	0,06

Расчет ω и q для выключателей также приведен в Приложении Е, расчеты сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Модель отказа выключателя

№ выключателя	ω	q
Q_1	0,04	$3,716 \cdot 10^{-5}$
Q_5	0,04	$3,717 \cdot 10^{-5}$
Q_7	0,04	$3,739 \cdot 10^{-5}$
Q_9	0,03	$3,111 \cdot 10^{-5}$
Q_{11}	0,04	$3,739 \cdot 10^{-5}$
Q_{13}	0,04	$3,717 \cdot 10^{-5}$
Q_{15}	0,03	$3,111 \cdot 10^{-5}$
Q_{17}	0,045	$4,053 \cdot 10^{-5}$
Q_{19}	0,045	$3,739 \cdot 10^{-5}$
Q_{23}	0,045	$4,053 \cdot 10^{-5}$

Эквивалентирование схемы замещения для сети после развития показано на рисунке 16.

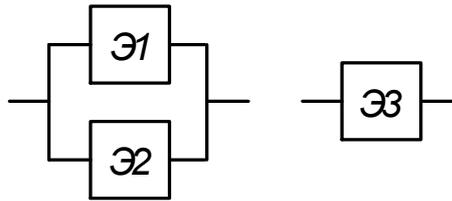


Рисунок 16 – Эквивалентирование схемы

Эквивалентные параметры отказа определяется путем последовательного суммирования элементов:

$$q_{Э1} = q_{Q1} + q_2 + q_3 + q_4 + q_{Q5} + q_6 + q_7 + q_8 + q_{10} + q_{Q11} + q_{12} + q_{Q13} + q_{14} + q_{пр.нб.}$$

$$\omega_{Э1} = \omega_{Q1} + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_{Q5} + \omega_6 + \omega_7 + \omega_8 + \omega_{10} + \omega_{Q11} + \omega_{12} + \omega_{Q13} + \omega_{14}$$

$$q_{Э2} = q_{Q23} + q_{22} + q_{21} + q_{20} + q_{Q19} + q_{18} + q_{Q17} + q_{16} + q_{пр.нб.}$$

$$\omega_{Э2} = \omega_{Q23} + \omega_{22} + \omega_{21} + \omega_{20} + \omega_{Q19} + \omega_{18} + \omega_{Q17} + \omega_{16}$$

$$\omega_C = \omega_{экв1} \cdot q_{экв2} + \omega_{экв2} \cdot q_{экв1} = 0,086 \quad (70)$$

$$q_c = q_{экв1} \cdot q_{экв2} + q_{прнб} \cdot (q_{экв1} \cdot K_{пр2} + q_{экв2} \cdot K_{пр1}) = 5,241 \cdot 10^{-5} \quad (71)$$

Подробный расчет приведен в Приложении Е.

Далее проводится расчет с учетом АВР.

В схеме используется АВР на каждом классе напряжения. Учет осуществляется по стороне 35 кВ. Условная вероятность отказа системы с учетом АВР определяется по формуле полной вероятности [20]:

$$q_{ABP} = q_c \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot P(A_2) + 0,5 \cdot P(A_1) \cdot q(A_2) + 0,5 \cdot q(A_1) \cdot q(A_2) \quad (72)$$

где q_c – вероятность отказа системы без АВР;

$P(A_1), P(A_2)$ – вероятность успешного отключения поврежденного элемента и вероятность успешного включения резервного элемента;

$q(A_1), q(A_2)$ – вероятность отказа в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента.

$$q(A_1) = q_{Q13'} + q_{Q17'} = 0,0044 \quad (73)$$

$$q(A_2) = q_{Q15} + q_{ABP} = 3,143 \cdot 10^{-4} \quad (74)$$

Защиты на секционном выключателях 35 кВ ПС Саскаль:

$$q_{cABP} = q_c \cdot (1 - q_{A1}) \cdot (1 - q_{A2}) + 0,5 \cdot (1 - q_{A1}) \cdot q_{A2} + 0,5 \cdot q_{A1} \cdot (1 - q_{A2}) + 0,5 \cdot q_{A1} \cdot q_{A2} \quad (75)$$

$$q_{cABP} = 4,837 \cdot 10^{-3}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_P = \frac{0,105 \cdot T_\Gamma}{\omega_{\text{норм}}} = 7930 \text{ года}$$

где α – уровень значимости, для энергетики равен 0,1.

$$K_{\text{ПС}} = q_{cABP} = 4,837 \cdot 10^{-3}$$

Среднее время восстановления системы по формуле (69):

$$t_{\text{BC}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_c} \cdot T_2 = \frac{4,837 \cdot 10^{-3}}{0,116} \cdot 8760 = 36,528 \text{ часов}$$

Средний недоотпуск электроэнергии в год:

$$W_{\text{НЕД}} = K_{\text{ПС}} \cdot P_{\text{треб}} \cdot 8760 \quad (76)$$

$$W_{\text{НЕД}} = 4,837 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5 \cdot 8760 = 63,554 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$U = U_0 \cdot W_{HEД} = 1672 \cdot 63,554 \cdot 10^{-6} = 0,106 \text{ млн. руб.} \quad (77)$$

где U_0 – себестоимость передачи 1 МВт электроэнергии для СН-II по Амурской области. Принимаем 1672 руб./МВт·ч согласно [8] на 2016 год.

4.3 Сравнительный анализ параметров надежности

По результатам расчетов составляется сравнительная таблица 43, где отмечается насколько изменяется надежность с развитием электрической сети в Шимановском районе.

Таблица 43 – Сравнительный анализ параметров надежности для сетевого района

Показатель надежности	Схема до развития	Схема после развития с учетом АВР
Параметр потока отказа, $\omega_{ЭКВ}$	4,781	0,116
Коэффициент простоя (вероятность отказа), $K_{пр.}(q_{ЭКВ})$	0,0369	0,004837
Коэффициент готовности (вероятность безотказной работы) K_g . ($p_{ЭКВ}$)	0,96309	0,99516
Время восстановления системы, T_B , час.	60,289	36,528
Расчетное время безотказной работы, $T_{р.бо.}$, час	192,395	7930
Средний недоотпуск электроэнергии, $W_{недоот.}$, МВт·ч	292,536	63,554
Ущерб от перерыва электроснабжения, U , млн.руб.	0,489	0,106

Таким образом, исходя из сравнительной оценки, очевидно, что надежность системы увеличится в 4,6 раза. Из этого следует, что развитие сетей является необходимым и целесообразным.

5 РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ ШИМАНОВСКОГО РАЙОНА

В данном разделе выполняется расчет установившихся режимов электрической сети Шимановского района в связи с развитием.

Для расчета режимов необходимо осуществить сбор исходной информации по всем элементам схемы замещения сети.

Цель расчета установившихся режимов заключается в определение потоков мощности по участкам сети, напряжений в узлах, потерь мощности в элементах сети, а также выбор отпаяк РПН. Основная задача расчета правильно оценить состояние энергосистемы в максимальном и послеаварийном режимах.

Для расчета режимов применяется программно-вычислительный комплекс RASTRWIN3, который предназначен для решения задач анализа и синтеза, возникающих при исследовании установившихся режимов ЭЭС и может использоваться при эксплуатации и прогнозировании [11].

Для задания исходных данных при расчете в RASTRWIN3 необходимо заполнить таблицы, содержащую информацию по узлам и по ветвям схемы. Ниже приведен пример содержания этих таблиц, а весь расчет, выполненный в ПВК, представлен в Приложении Ж.

Перед проведением расчетов в программе рассчитываются параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость (для сетей 35 кВ не учитывается), параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Сопротивления линий определяются по формуле:

$$Z_{ij} = (r_{0ij} + jx_{0ij}) \cdot l_{ij} \quad (78)$$

где r_{0ij} – активное погонное сопротивление линии, Ом/км (таблица 9);

x_{0ij} – реактивное погонное сопротивление линии, Ом/км (таблица 9);

l_{ij} – длина линии, км (таблица 9).

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Описание узлов и ветвей схемы замещения (рисунок 17) приведено в таблицах 44 и 45.

Таблица 44 – Список узлов

ПС, станция	№ узла	U ном, кВ	Описание
ПС Шимановск	41901, 41902	220	СШ-220
ПС Шимановск	41931, 41932	220	Нейтраль 3-х обмоточ. трансформатора
ПС Шимановск	41921, 41922	35	1,2-СШ 35
ПС Шимановск	41911, 41912	10	1,2-СШ 10
ПС Мухина	41501	35	1-СШ 35
ПС Мухина	41511	10	1-СШ 10
ПС Воскресенов-ка	41301, 41302	35	1,2-СШ 35
ПС Воскресенов-ка	41311	10	1-СШ 10
ПС Реммаш	41601, 41602	35	1,2-СШ 35
ПС Реммаш	41611, 41612	10	1,2-СШ 10
ПС Саскаль	41701, 41702	35	1,2-СШ 35
ПС Саскаль	41711	10	1,2-СШ 10
ПС Георгиевка	41401	35	1-СШ 35
ПС Георгиевка	41411	10	1-СШ 10
ПС Ураловка	45801, 45802	35	1,2-СШ 35
ПС Ураловка	45811, 45812	10	1,2-СШ 10
ПС Чагоян	41801, 41802	35	1,2-СШ 35
ПС Чагоян	41811, 41812	10	1,2-СШ 10

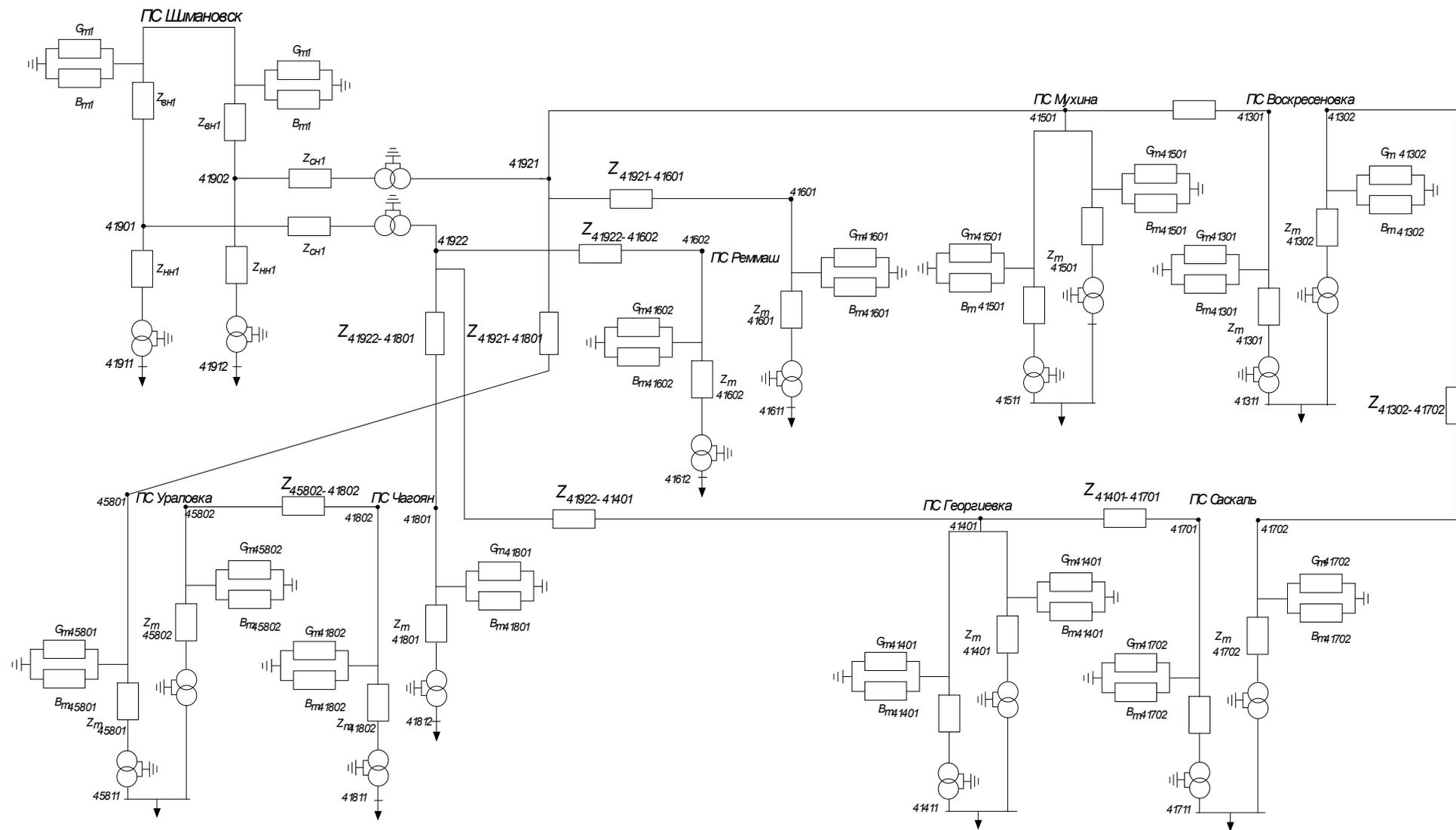


Рисунок 17 – Схема замещения для расчета установившихся режимов

Таблица 45 – Список ветвей

Название ВЛ	Нн	Нк	Z, Ом
ПС Шимановск – ПС Мухина	41921	41501	0,12+j18,14
ПС Мухина – ПС Воскресеновка	41501	41302	0,25+j20,88
ПС Воскресеновка – ПС Саскаль	41301	41701	0,25+j24,42
ПС Саскаль – ПС Георгиевка	41701	41401	0,34+j11,2
ПС Георгиевка – ПС Шимановск	41401	41922	0,24+j0,41
ПС Шимановск – ПС Реммаш	41921 (41922)	41601 (41602)	0,17+j0,29
ПС Шимановск – ПС Чагоян	41922	41802	0,34+j17,01
ПС Чагоян – ПС Ураловка	41801	45801	0,25+j16,44
ПС Ураловка – ПС Шимановск	45800	41922	0,25+j18,9

Далее осуществляется расчет и анализ режимов.

– Максимальный режим обусловлен ростом электропотребления и характерен для зимнего периода года.

– Послеаварийный режим характеризуется ситуацией, когда часть элементов сети отключена, остальная часть находится в работе при пониженном напряжении источников питания.

Для электрической сети Шимановского района рассматриваются ситуации, когда отключены: ВЛ 35 кВ Шимановск – Мухина и ВЛ 35 кВ Шимановск – Ураловка.

В первую очередь определяются соответствия полученных значений напряжений статистической устойчивости.

Сравнение напряжения с номинальным представлено следующим выражением:

$$\Delta\delta = \frac{U_i - U_{ном}}{U_i} \cdot 100\% \quad (79)$$

Проведенное сравнение сведено в таблицу 46.

Таблица 46 – Расчетные значения напряжений узлов

№	Название	$U_{\text{номВН}}/ U_{\text{номНН}}$, кВ	$U_{\text{расчВН}}$, кВ	$ \delta U , \%$	$U_{\text{расчНН}}$, кВ	$ \delta U , \%$
1	2	3	4	5	6	7
Максимальный режим						
1	ПС Мухина	35/10	34,68	0,91	10,0	0
2	ПС Воскресеновка	35/10	34,71	0,84	10,11	1,06
3	ПС Реммаш	35/10	34,71	0,84	9,91	0,86
4	ПС Саскаль	35/10	34,71	0,84	10,28	2,83
5	ПС Георгиевка	35/10	34,67	0,93	10,14	1,41
6	ПС Ураловка	35/10	33,52	4,24	10,06	0,68
7	ПС Чагоян	35/10	34,11	2,55	9,72	2,83
Послеаварийный режим						
1	ПС Мухина	35/10	34,81	0,55	10,04	0,37
2	ПС Воскресеновка	35/10	34,88	0,36	10,16	1,58
3	ПС Реммаш	35/10	34,89	0,31	9,97	0,32
4	ПС Саскаль	35/10	34,88	0,34	10,3	3,02
5	ПС Георгиевка	35/10	34,85	0,43	10,19	2,94
6	ПС Ураловка	35/10	33,34	4,74	10,09	0,72
7	ПС Чагоян	35/10	34,1	2,56	9,73	2,56

Анализируя полученные результаты, очевидно, что расчетные напряжения ПС не превышают регламентированное отклонение в 10 % - закон встречного регулирования выполняется.

Подробный анализ для всех напряжений приведен в Приложении Ж.

Потокораспределение на всех участках линий приведено в таблице 47.

Таблица 47 – Потоки мощности на участках сети

Участок	Поток мощности в конце участка, МВА	Потери мощности на участке, МВА	Поток мощности в начале участка, МВА
1	2	3	4
Максимальный режим			
ПС Шимановск – ПС Мухина	-0,225-j 0,064	0,+j0,0008	-0,225-j 0,065

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4
ПС Мухина – ПС Воскресеновка	$0,156+j 0,044$	$0,+j0,0005$	$0,156+j 0,043$
ПС Воскресеновка – ПС Саскаль	$-0,002+j 0,001$	$0,+j0,0001$	$-0,002+j 0,001$
ПС Саскаль – ПС Георгиевка	$0,148-j 0,098$	$0,+j0,0003$	$-0,148-j 0,0977$
ПС Георгиевка – ПС Шимановск	$-0,121-j 0,069$	$0,+j0,0003$	$-0,121-j 0,0677$
ПС Шимановск – ПС Реммаш №1	$0,027-j 0,05$	$0,+j0,0001$	$0,027-j 0,05$
ПС Шимановск – ПС Реммаш №2	$0,035-j 0,049$	$0+-j 0,00001$	$0,035-j 0,049$
ПС Шимановск – ПС Чагоян	$-0,232-j 1,215$	$0,00003+j0,0224$	$-0,232-j 1,237$
ПС Чагоян – ПС Ураловка	$-0,216-j 1,198$	$0,00003+j0,0217$	$-0,216-j 1,219$
ПС Ураловка – ПС Шимановск	$-0,392-j 2,116$	$0,0011+j0,0779$	$-0,394-j 2,194$
Послеаварийный режим			
ПС Шимановск – ПС Мухина	0	0	0
ПС Мухина – ПС Воскресеновка	$0,38+j 0,111$	$-0,0001+j 0,003$	$0,38+j0,108$
ПС Воскресеновка – ПС Саскаль	$-0,025-j 0,06$	$0,00001+j 0,0001$	$0,025+j0,006$
ПС Саскаль – ПС Георгиевка	$0,128+j 0,093$	$0,0000+j 0,00001$	$0,128+j0,093$
ПС Георгиевка – ПС Шимановск	$-0,014-j 0,073$	$0,00001+j 0,001$	$-0,14+j0,074$
ПС Шимановск – ПС Реммаш	$0,004-j 0,059$	$0+-j 0,00001$	$0,004-j 0,059$
ПС Шимановск – ПС Чагоян	$-0,3-j 1,575$	$0,001+j0,038$	$-0,3-j 1,613$
ПС Чагоян – ПС Ураловка	$-0,281-j 1,545$	$0,001+j0,036$	$-0,281-j 1,581$
ПС Ураловка – ПС Шимановск	-0	-0	-0

Здесь производится структурный анализ потерь мощности в процентном соотношении к потребляемой мощности.

Потери мощности в элементе сети в процентном соотношении определяются по формуле:

$$\Delta P_{эл}, \% = \frac{\Delta P_{эл}}{P_{ПОТР}} \cdot 100\% \quad (80)$$

Таблица 48 – Анализ расчета потерь активной и реактивной мощности

Режим	Структурный анализ потерь мощности в трансформаторах, %	Структурный анализ потерь мощности в линиях электропередач, %
Потери активной мощности		
Максимальный	42,95	57,05
Послеаварийный	26,6	73,4
Потери реактивной мощности		
Максимальный	82,5	17,05
Послеаварийный	75,84	24,16

В результате проделанного анализа был сделан вывод, что все погрешности допустимы, а, следовательно, режим рассчитан верно.

6 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

В настоящей магистерской диссертации рассматриваются вопросы экологической безопасности, которые напрямую связаны со строительством новых воздушных линий.

При сооружении, реконструкции и ликвидации электросетевых объектов должны учитываться требования природоохранного законодательства и приниматься меры [34], направленные на исключение либо сведение к минимуму негативного воздействия на:

- атмосферный воздух и озоновый слой атмосферы;
- поверхностные и подземные водные объекты;
- земли и почвы;
- леса и иную растительность, животные и др.;
- среду обитания человека.

В процессе сооружения, реконструкции и ликвидации электросетевых объектов вероятно возникновение негативного воздействия на окружающую среду в виде:

- выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- сбросов загрязняющих веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты и на водосборные площади;
- загрязнения недр, почв (вследствие обращения с отходами);
- загрязнения окружающей среды шумом и электромагнитным воздействием;
- причинения вреда растительному и животному миру.

Воздействие воздушных линий электропередачи (ВЛ) на окружающую среду (при строительстве ВЛ 35 кВ Воскресеновка – Саскаль, ВЛ 35 кВ Шимановск – Ураловка) связано с отчуждением земли, сокращением сельскохозяйственных, лесных и охотничьих угодий. ВЛ нарушают целост-

ность полей и кормовых угодий, способствуют росту сорняков, создают помехи для обработки полей и воздуха, применения агротехники, орошения. Особенно большой ущерб наносится лесным угодьям, поскольку просеки под трассами линий полностью выводятся из хозяйственного оборота, увеличивается лесоповал (вдоль трасс линий).

Периодические, один раз в пять лет, расчистки трасс линий механическим путем и с помощью гербицидов выводят из процесса воспроизводства кислорода в атмосферу земли тысячи гектаров лесных угодий [31].

Электрические поля под линиями вызывают накопление зарядов и повышение потенциалов по отношению к земле и изолированных от земли тел.

Система мер по снижению ущерба от ВЛ состоит из двух групп мероприятий:

1. Совершенствование конструкций ВЛ с целью уменьшения площади, отчуждаемой под трассы линий, увеличение их пропускной способности и ограничение напряженности электрического поля под проводами линий.

Для реализации этих задач могут быть использованы следующие технические решения: уменьшение межфазных расстояний за счет проведения мероприятий по снижению расчетной краткости перенапряжения; применение тросов биозащиты; переход от традиционных к компактным линиям электропередачи повышенной пропускной способности и снижению экологического влияния; использование растительных массивов для обеспечения экологической безопасности линий.

2. Рациональное использование трасс ЛЭП; рекультивация и окультивирование земель, отведенных под трассу с целью вовлечения в сельскохозяйственный оборот; передача земель пользователям для выращивания технических и плодово-ягодных культур, а также кустарников, ветки которых систематически подрезаются и т.д.

Кроме указанных экологических воздействий, ВЛ являются также источниками возникновения радиопомех и помех в ВЧ каналах связи.

В результате реализации планируемой деятельности необходимо установить арендные обязательства на использование земельных ресурсов. Краткосрочная аренда (временное пользование) - для организации строительства, долгосрочная аренда (постоянное пользование) под проектируемые объекты.

Ниже осуществлен расчет отчужденных земель под постоянное и временное пользование для строительства воздушных линий электропередач.

ВЛ 35 кВ Воскресеновка - Саскаль и Шимановск-Ураловка предполагается строить на местности, где требуется вырубка лесов, а также вдоль сельскохозяйственных угодий без пересечения каких-либо населенных пунктов по территории Шимановского района.

В п. 2.3 ВКР были приняты стальные многогранные одноцепные опоры – промежуточные типа ПМ35-1Ф и анкерные типа АМ35-1Ф.

1) Площадь земельных участков, предоставляемых под опоры воздушных линий электропередачи в постоянное (бессрочное) пользование, определяется по формуле:

$$F = n\{F_0 + f\}, \quad (81)$$

где n – количество опор, зависит от длины линии и длины габаритного пролета;

F_0 – площадь земли, занимаемая одной опорой в границах её внешнего контура (включая оттяжки), м²/шт;

f – площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры (включая оттяжки).

Длина габаритного пролета для одноцепной ВЛ 35 кВ с применением многогранных стальных опор, толщиной стенки гололеда 15 мм при навески неизолированных проводов АС-50/8 – АС-70/11 [33]:

$$L=180 \text{ м}$$

Ориентировочное число опор на суммарную протяженность строящихся линий 110, 5 км при данной длине пролетов – 615 шт.

Площадь земли, отводимая под одну промежуточную опору, находится:

$$F_{\text{ПО}} = n_{\text{ПО}} \cdot (A_{\text{ПО}} + h)^2, \quad (82)$$

где $n_{\text{ПО}} = 500$ – количество промежуточных опор, шт;

$A_{\text{ПО}} = B_{\text{ПО}} = 0,72$ м – размер основания промежуточных опор;

$h = 1,5$ м – для сельскохозяйственных угодий (для ВЛ выше 10 кВ).

$$F_{\text{ПО}} = 500 \cdot (0,72 + 1,5)^2 = 2464,2 \text{ м}^2$$

Площадь земли, отводимая под одну анкерную угловую опору:

$$F_{\text{АО}} = n_{\text{АО}} \cdot (A_{\text{АО}} + h)^2, \quad (83)$$

где $n_{\text{АО}} = 115$ – количество анкерных опор, шт;

$A_{\text{АУ}} = B_{\text{АУ}} = 1,02$ м – размер основания анкерных угловых опор.

$$F_{\text{АО}} = 115 \cdot (1,02 + 1,5)^2 = 730,3 \text{ м}^2$$

Суммарный отвод сети в постоянное пользование:

$$F_{\text{П}} = F_{\text{ПО}} + F_{\text{АО}}, \quad (84)$$

$$F_{\text{П}} = 2464,2 + 730,3 = 3194,5 \text{ м}^2.$$

2) Площадь земельных участков $F_{\text{ВВЛ}}$, предоставляемых под опоры ВЛ во временное пользование, определяется по формуле:

$$F_{\text{ВВЛ}} = d \cdot L \cdot (n_{\text{ПО}} + n_{\text{АО}} - 1), \quad (85)$$

где $d = 11$ м – ширина полос земли, предоставляемых в зависимости от вида опоры и напряжения линии [24].

$$F_{ВВЛ}=11\cdot 180\cdot(500+115-1)=1215720\text{ м}^2$$

Условно принимается, что на 20 км – 1 площадка. Площадь одной площадки для опор класса напряжением 35 кВ – 300 м² [24].

Площадь земельных участков $F_{ВЭС}$, предоставляемых под электрические сети в целом во временное пользование:

$$F_{ВЭС} = F_{ВВЛ} + F_{ВМП} \cdot n_{МП}, \quad (86)$$

где $n_{МП}$ – количество монтажных площадок;

$F_{ВМП}$ – площадь земельных участков, предоставляемая для монтажа опор в зависимости от напряжения линии.

$$F_{ВЭС}=1\ 215\ 720+300\cdot 5=1\ 230\ 720\text{ м}^2.$$

В соответствии с [24] установлена необходимая ширина полосы земель и площади земельных участков, которые необходимо предоставить для электрических сетей под строительство новых воздушных линий.

Также в данном разделе следует отметить основные мероприятия, которые необходимо выполнять при строительстве новых линий.

Мероприятия и ограничения направленные на сохранение природной среды от вредных воздействий при реализации проекта:

1. В течении всего периода строительства и эксплуатации проектируемых объектов исключается создание новых автомобильных дорог.
2. Выполнение строительно-монтажных работ исключительно в пределах полосы отвода.
3. График использования и передвижения строительных машин и механизмов составляется таким образом, чтобы исключить или минимизировать холостые перегоны техники, не связанные непосредственным выполнением строительных работ.
4. Выполнять своевременную рекультивацию земель, нарушаемых

при строительстве объекта:

- снятие и использование почвенного слоя для рекультивации нарушенных земель;
- уборку строительного мусора;
- засыпка и выравнивание рытвин и ям, включающая окончательную планировку бульдозером [31].

При выполнении землеройных работ может образоваться лишний грунт, который должен вывозиться с трассы в пониженные места рельефа или разравниваться на месте, исключая тем самым , заболачивания, размывы и засоление нарушенных земель.

Во время строительства и эксплуатации энергообъектов при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет (земли, на которых размещаются проектируемые объекты, не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению).

5. Оттаивание грунта в зимних условиях с помощью пожогов запрещается.

6. Работа транспорта на холостом ходу запрещается, во избежание загрязнения воздуха окисью углерода и окисью азота.

Таким образом, строительство новых линий должно быть выполнено согласно приведенным требованиям.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

7.1 Расчёт капитальных вложений

Основная цель технико-экономических расчетов заключается в определении оптимальных параметров схемы электроснабжения заданных потребителей при минимальных среднегодовых и приведённых затрат.

Капиталовложения – это расходы необходимые для сооружения энергообъекта. Для электрических сетей капиталовложения включают в себя затраты на строительство линий и ПС. В капиталовложения на строительство линий входят изыскательские работы, подготовка трассы, затраты на приобретение опор и их доставку и монтаж. В капиталовложения на сооружение подстанций входят стоимость РУ, стоимость трансформаторов, и прочей вспомогательной аппаратуры.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач [26]:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (87)$$

Капиталовложение на сооружение подстанций находятся по формуле (88):

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (88)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле (89):

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l, \quad (89)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;
 l – длина ВЛЭП.

Расчёт капиталовложений проводится по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование принимаются на 2012 г. без учета коэффициента инфляции, но с учетом районного коэффициента. Для Дальнего Востока зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов равен 1,3.

В разделе 2 ВКР решено, что для развития сетей Шимановского района необходима реконструкция существующих ПС и строительство новых ВЛ 35 кВ. На всех ПС подразумевается замена силовых трансформаторов.

Стоимость трансформаторов берется на 2015 г. с сайта-производителя ООО «Электропоставка» (таблица 49) в зависимости от номинальной мощности.

Таблица 49 – Стоимость силовых трансформаторов 35 кВ

ПС	Тип трансформатора	Стоимость, тыс. руб.
Мухино	ТМГ - 400/35	415,36
Воскресеновка	ТМГ - 250/35	346,92
Реммаш	ТМН - 1600/35	1 505,026
Георгиевка	ТМГ - 400/35	415,36
Саскаль	ТМГ - 400/35	415,36
Чагоян	ТМГ - 250/35	346,92
Ураловка	ТМГ - 250/35	346,92

Капиталовложения вычисляются с учетом установки 2-х трансформаторов:

$$K_{mp} = (415,36 \cdot 3 + 346,92 \cdot 3 + 1505,026) \cdot 2 = 7\,585 \text{ тыс.руб.}$$

ОРУ предполагается полностью реконструировать до схемы 5Н для ПС 35 кВ Воскресеновка, ПС 35 кв Саскаль и ПС 35 кВ Ураловка.

Капиталовложения в распределительные устройства ПС 35 кВ, включающие в себя стоимость ячейки с выключателем:

$$K_{ОРУ} = 3 \cdot 12000 = 36\ 000 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на сооружения ПС определяется суммированием всех затрат:

$$K_{ПС} = K_{мр} + K_{рв} = 43\ 585 \text{ тыс.руб.}$$

Здесь же определяются капиталовложения в строительство ЛЭП.

Для существующих ВЛ 35 кВ Шимановск – Чагоян и Чагоян - Ураловка требуется замена проводов на провода меньшего сечения. Однако это условие носит рекомендательный характер, поэтому их стоимость не учитывается и в расчет стоимости включена стоимость новых проектируемых ВЛ 35 кВ Саскаль – Воскресеновка и ВЛ 35 кВ – Шимановск – Ураловка.

Цены на строительство линий берутся по укрупнённым стоимостным показателям [26], на один километр линии с умножением на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов, типа опор и от числа цепей. Их стоимость включающая цену на материалы и строительно-монтажные работы, указана в таблице 50.

Таблица 50– Стоимость линий 35 кВ

Участок сети 35 кВ	Количество цепей	Марка провода	Протяженность ВЛ, км	Цена, тыс. руб/км
Вариант 1				
Саскаль - Воскресеновка	1	АС – 50/8	62,3	870
Шимановск - Ураловка	1	АС – 50/8	48,2	870

$$K_{ВЛ} = 110,5 \cdot 870 \cdot 1,3 = 124\ 975 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения для варианта развития сетей определяются по выражению (87):

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 43585 + 124975 = 168\ 560 \text{ тыс.руб.};$$

7.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (90)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию электрооборудования.

Норму отчислений на ремонт и обслуживание линий принимаем $\alpha_{\text{Э}}^л = 0,008$ 1/год, на ремонт и обслуживание подстанций 35 кВ норма отчислений будет равна $\alpha_{\text{Э}} = 0,059$ 1/год [26, стр.308].

$$I_{Э.Р} = 0,008 \cdot 43585 + 0,059 \cdot 124975 = 7\ 722,21 \text{ тыс. руб.};$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет):

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (91)$$

$$I_{АМ} = \frac{168560}{20} = 8428 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\square W}, \quad (92)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь на 2 квартал 2016 г. составляет 1672 руб/МВт*ч для напряжения 35 кВ, согласно Постановлению №225-пр/э от 25.12.2015г. Управления гос. регулирования цен и тарифов Амурской области.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП и трансформаторах:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} \quad (93)$$

Потери в воздушных линиях находятся по формуле (94):

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф})^2 + (Q_{неск.эф})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T, \quad (94)$$

где $T = 3840$ ч – количество зимних часов.

Потери в трансформаторах можно найти по формуле (95):

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{2 \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г}, \quad (95)$$

где $P_{эф}$, $Q_{неск.эф}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{ХХ}$ – потери холостого хода;

$T_{Г}$ – годовое количество часов.

Сопротивление трансформатора необходимое для расчёта можно найти исходя из потерь короткого замыкания, которое является справочной величиной. Расчет представлен для ПС 35 кВ Виноградовка:

$$W_{Т1} = \left(\frac{P_{1эф}^2 + Q_{1эф}^2}{35^2 \cdot 2} \right) \cdot R_1 \cdot T + 2 \cdot P_{xx1} \cdot 10^{-3} \cdot T_e = 18,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Аналогично находятся потери на остальных силовых трансформаторах, рассматриваемого участка сети, общие годовые потери будут равны:

$$\Delta W_{T\Sigma} = 212,78 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчёта годовых потерь электроэнергии в проектируемых линиях показаны в таблице 51.

Таблица 51 – Потери энергии в линиях 35 кВ

Участок сети 35 кВ	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$ неск, Мвар	$N_{\text{Ц}}$	$R_{\text{уд}}$, Ом/100 км	L, км	R, Ом	$\Delta W_{\text{вл}}$, МВт*ч
Саскаль - Вос- кресеновка	0,015	0,011	1	0,65	62,3	40,495	0,439
Шимановск - Ураловка	0,11	0,096	1	0,65	48,2	31,33	2,093

Найдя все потери, определяем общие потери электроэнергии по формуле (93):

$$\Delta W = 2,53 + 0,213 = 2,643 \text{ МВт}$$

Определим издержки на потерю электроэнергии по формуле (92):

$$I_{\Delta W1} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 2,093 \cdot 1672 \cdot 10^{-3} = 3500 \text{ тыс.руб.};$$

Суммарные издержки определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = 7722,21 + 8428 + 3500 = 19650,21 \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Среднегодовые эквивалентные расходы (затраты) можно найти по следующей формуле [26]:

$$Z = E \cdot K + I + U, \tag{96}$$

где E – норматив дисконтирования (E = 0.1);

У – ущерб от перерыва электроснабжения (определен в п. 4.2)

Среднегодовые приведённые затраты будут равны:

$$Z = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 168560 + 19650,21 + 106 = 36612,21 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (97)$$

где I_{Σ} – годовых суммарные затраты на передачу электроэнергии (тыс.руб);

W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{\text{ср.год.}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (98)$$

где $\Sigma P_{\text{ср.год.}}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия районом, кВт.

$$W = 3,81 \cdot 3840 = 14630,4 \text{ МВт·ч.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{19650,21 \cdot 10^3}{14630,4 \cdot 10^3} = 1,35 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Основные технико-экономические показатели сведены в таблицу 52.

Таблица 52 – Результаты экономического расчёта

№	Капиталовложения, тыс руб.	Издержки, тыс руб.	Среднегодовые эквивалентные расходы, тыс. руб.	Себестоимость, руб. кВт/ч
1	168 560	19 650,21	36 612,21	1,35

Таким образом, определены оптимальные ориентировочные среднесредние расходы на развитие сетей Шимановского района.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрены вопросы необходимости развития электрических распределительных сетей Шимановского района с увеличением их надежности.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей Шимановского РЭС филиала АЭС АО «ДРСК», из которого отмечены такие проблемы как: недогруженность силовых трансформаторов и линий, повышенная изношенность электрооборудования и отсутствие резервов при проведении ремонтных работ.

Решение данных проблем возможно при развитии сетей, для этого разработано 2 возможных варианта, из которых выбран один наиболее целесообразный – окольцевание электрических сетей района по 35 кВ.

Вариант развития подразумевает под собой реконструкцию существующих ПС, а также замену на них силовых трансформаторов с оптимальным коэффициентом загрузки. На примере ПС 35 кВ Воскресеновка разработан подробный проект реконструкции, который можно будет реализовать и на остальных подстанциях.

Однолинейную электрическую схему ПС 35 кВ Воскресеновка необходимо реконструировать по типу «Мостик с выключателями в цепях линии» с применением современного высокотехнологичного оборудования.

Инновационным решением принято взамен масляных выключателей 35 кВ на ПС установить вакуумные реклоузеры типа SMART35, отличающиеся высокой надежностью, небольшими габаритами, легкой управляемостью и интеллектуальными защитами и панелями. На стороне РУ 10 кВ приняты КРУН с ячейками типа К-59 с встроенными вакуумными выключателями, трансформаторами тока и трансформаторами напряжения, трансформаторы собственных нужд, ОПН, токоведущие части. Выполнена молниезащита ПС с расстановкой молниеотводов.

В диссертации просчитана надежность схем электроснабжения до и после развития. В результате сравнительной оценки выяснено, что надежность сетей увеличится в 5 раз, тем самым значительно сократится ущерб от простоя на время преднамеренных отключений.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулированные по напряжению.

Также одним из важных моментов рассмотрены вопросы экологической безопасности при строительстве новых воздушных линий, рассчитан отвод земли под постоянное и временное пользование.

Определены оптимальные экономические затраты на реализацию реконструкцию сетей и ПС.

Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость в развитие сетей, связанная со строительством новых ВЛ и реконструкцией существующих ПС. Данная реализация позволит обеспечить высокую надежность, управляемость, гибкость и снизить потери в электрических сетях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) Аполлонский С. М. Надежность и эффективность электрических аппаратов/ С. М. Аполлонский, Ю. В. Куклев: Учебное пособие. — СПб.: Издательство «Лань», 2011. - 448 с.
- 2) Выключатель вакуумный (реклоузер) SMART35 серии Rec35_Smart: [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://innoprod.startbase.ru/products/36823/> - 23.05.2016
- 3) Герасимов В. Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии /В. Г. Герасимов, А. И. Попов - 8-е изд., испр. и доп. - М.: Издат-во МЭИ, 2009. - 964 с.
- 4) ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введ.01.07.2014. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.
- 5) ГОСТ Р 53735.5 – 2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на номинальные напряжения 3-750 кВ; введ. 2011.01.01. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2011. – 86 с.
- 6) Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии для компенсации потерь в сетях: [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.drsk.ru/source/files/content/2015/512.pdf> - 25.04.2016
- 7) Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие/ В.Г. Китушин – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
- 8) КРУН типа К-59 производства ЗАО «Промэнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://promenergozao.ru/krun/k-59.html> – 25.05.2016
- 9) Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

- 10) Назарычев А.Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bester54.ru/cms.php?type=page&id=22> – 16.05.2016
- 11) Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ-Энерго», 2009.- 93 с.
- 12) Ограничители перенапряжения нелинейные серии ОПН-РК-35(110) ОАО «Таврида Электрик» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/Product/OvervoltageStop/35Uh11/> - 15.05.2016
- 13) Положение о технической политике АО «ДРСК» [Электронный ресурс] – Благовещенск, 2014. – 60 с.
- 14) Полимерные изоляторы линейные подвесные стержневые типа ЛК 70 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/polizol> -28.05.2016
- 15) Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2015): ПУЭ. – М: КНОРУС, 2015. – 488 с.
- 16) Прайс-лист на силовые трансформаторы ООО «Электропоставка»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/price-sil-transformator/> - 05.06.2016
- 17) РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М: 2001. – 131 с.
- 18) РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/ под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 19) Реклоузеры SMART35 для реконструкции подстанции 35 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://smart35.ru/sub7/> - 23.05.2016
- 20) Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 194 с.

- 21) Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети: учеб.-метод. комплекс для спец. 140203, 140204, 140205/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -242 с.
- 22) Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 23) SMART35 теперь и для ретрофита ОРУ 35 кВ. Журнал Новости электротехники, 2014 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/81/13.php> -26.05.2016
- 24) СН 14278-т1 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
- 25) СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html
- 26) Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.
- 27) Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.
- 28) Стальные многогранные опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/> - 24.05.2016
- 29) СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2012. – 63 с.
- 30) СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.
- 31) СТО 56947007-29.240.01.218-2016. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, ре-

конструкции и ликвидации - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2016. – 46 с.

32) Счетчик электроэнергии трехфазный микропроцессорный многофункциональный универсальный [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce301s31> - 28.05.2016

33) Типовой проект. Серия 25.0057. Разработка расчетных пролетов для железобетонных, деревянных и стальных многогранных опор ВЛ 0,38-35 кВ с самонесущими изолированными, защищенными и неизолированными проводами в соответствии с ПУЭ седьмого издания. Дополнение к проектам опор. – М: ОАО РАО «ЕЭС» - 2005 – 156 с.

34) Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями от 29.12.2015).

35) Щитовые цифровые приборы действующего значения серии 3021: [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znp.ru/prod/seria_3021.htm – 30.05.2016

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