

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 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 110/35 кВ для повышения надежности электроснабжения подстанций Лучегорск, Насосная, Водозабор, Верхний перевал Хабаровского края.

Исполнитель

студент группы 1423б

подпись, дата

А.В. Иванов

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 103 с., 13 рисунков, 29 таблиц, 90 формул, 4 приложения

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТОКИ УТЕЧКИ, КОРОНА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данной работе разработан метод повышения надежности электроснабжения потребителей подстанций 110 и 35 кВ «Лучегоorsk», «Насосная», «Водозабор», «В.Перевал».

Цель работы – Определение рационального способа повышения надежности электроснабжения потребителей ПС «Лучегоorsk», «Насосная», «Водозабор», «В.Перевал»

В ходе работы выполнено обоснование реконструкции и модернизации подстанций. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования, определены параметры надежной работы сети после реконструкции и модернизации. Произведен расчет как в нормальном режиме функционирования так и в послеаварийном режиме работы.

Рассчитаны параметры маслоприемников трансформаторов на подстанциях. Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Климатическая характеристика района размещения подстанций	5
2 Анализ существующей схемы электроснабжения	7
3 Расчет электрических нагрузок	9
4 Прогнозирование электрических нагрузок	14
5 Разработка и анализ варианта подключения подстанций	16
6 Баланс активной и реактивной мощности	18
7 Выбор компенсирующих устройств	21
8 Выбор силовых трансформаторов	23
9 Выбор проводов линии электропередач	25
10 Расчет токов короткого замыкания	27
11 Выбор оборудования РУ	36
11.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	36
11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	38
11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	39
11.4 Выбор разъединителей 110 кВ	39
11.5 Выбор разъединителей 35 кВ	40
11.6 Выбор трансформаторов тока	41
11.7 Выбор трансформаторов напряжения	44
11.8 Выбор гибкой ошиновки	47
11.9 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	48
12 Расчет параметров надежности электроснабжения на примере Подстанции «Лучегорск»	50
13 Защита от прямых ударов молнии	55
14 Конструкция ВЛ	57
14.1 Выбор типов опор	57
14.2 Расчет удельных механических нагрузок	57

14.3 Выбор изоляторов	59
15 Расчет основных режимов работы электрической сети	61
16 Организационно – экономическая часть	65
16.1 Описание проектируемой сети	65
16.2 Юридический статус проектируемого объекта	67
16.3 Затраты на реализацию	67
16.4 Жизненный цикл объекта	71
17 Безопасность и экологичность	72
17.1 Безопасность	72
17.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ	75
17.2 Экологичность	76
17.3 Чрезвычайные ситуации	80
Заключение	84
Библиографический список	85
Приложение А. Расчет максимального режима	88
Приложение Б. Расчет минимального режима	92
Приложение В. Расчет послеаварийного режима	96
Приложение Г. Расчет заземления и молниезащиты	100

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой остро стоящей в энергетике, особенно на Дальнем Востоке Российской Федерации, является моральное и физическое устаревание основного энергетического оборудования. На некоторых подстанциях трансформаторы, выключатели, разъединители отработывают свой второй срок в связи с отсутствием финансирования. Такого рода ситуация пагубно сказывается на потребителях электрической энергии, приводит к недоотпускам, и как следствие этого штрафным санкциям.

В связи с этим в данной работе рассмотрен вариант реконструкции оборудования подстанций 110 и 35 кВ «Лучегорск», «Насосная», «Водозабор», «В.Перевал». Для этого планируется замена силовых трансформаторов на подстанциях, систем короткозамыкатель - отделитель на современные элегазовые выключатели которые являются необслуживаемыми аппаратами и не требуют затрат на техническое обслуживание.

В данной работе рассмотрен вариант повышения надежности отдельно подстанций 110 кВ питание к которым приходит от одной воздушной линии.

Цель работы – определение наиболее оптимального варианта реконструкции с целью повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии в рассматриваемом районе.

К основным задачам следует отнести:

- 1) Разработка нескольких вариантов и их техническое сравнение
- 2) Определение оптимального варианта сети
- 3) Выбор мощности трансформаторов и сечений ВЛ
- 4) Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования на ПС
- 5) Расчет режимов работы сети как в нормальном так и в послеаварийном режиме работы
- 6) Определение основных экономических показателей

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Климатические условия района (Дальний Восток России), удовлетворяет умеренному климатическому поясу.

Климат района влажный, умеренно тёплый. Формируют его многие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление циркуляции воздушных масс;

- структура термобарического поля – образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;

- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности;

- горный рельеф определяет распределение осадков и температурной инверсии.

Вся территория находится под воздействием восточно-азиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам. Зимой - холодные сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное. Первая половина зимы (конец ноября – начало декабря) довольно неустойчива. Пасмурная погода сменяется ясной. Холодные северо-западные ветра господствуют до марта. Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Морозы достигают $-35 -40$ °С. Среднемесячная температура в январе достигает $-25 -32$ °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего 20 – 40 см.

Лето тёплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу авгу-

ста. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества.

Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм. Средняя июльская температура достигает примерно 30 – 35 °С.

Осень ясная, солнечная, тёплая, с прозрачным сухим воздухом. Безветренная погода продолжается до октября. В октябре наступают заморозки.

Скоростной наибольший нормативный напор равен 400 Па, скорость ветра – 25 м/с на высоте до 15 метров от поверхности земли.

Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Питание подстанций «Лучегорск», «Насосная», «Водозабор», «В.Перевал» осуществляется от распределительного устройства 110 кВ тепловой электрической станции «ЛуТЭК», которое представляет собой две рабочие системы шин с обходной системой. Подстанция «Лучегорск» запитана непосредственно от этого РУ двухцепной воздушной линией электропередачи и проводом марки АС120/24, /1/.

Между подстанцией и электростанцией ВЛ имеет отпаечное отсоединение в сторону подстанции «Насосная», на которой так же установлено два трансформатора. Подстанция «Лучегорск» имеет три уровня номинальных напряжений 110/35/10,5 кВ и два трехобмоточных трансформатора, при этом от среднего напряжения получает питание одноцепная линия электропередачи в сторону подстанций «Водозабор» и «В.Перевал».

Распределительное устройство высокого напряжения подстанции «Лучегорск» имеет вид сдвоенного блока линия выключатель с неавтоматической перемычкой между ними, которая может быть задействована при отключении какой либо из двух цепей с целью повышения надежности электроснабжения в ремонтном либо аварийном режиме. На подстанции «Насосная» со стороны высокого напряжения также установлен сдвоенный блок с перемычкой, только в этом случае роль выключателей выполняют короткозамыкатели.

При необходимости вывода в ремонт какого либо оборудования подстанции короткозамыкатели включаются и создают искусственное короткое замыкание которое в свою очередь отключает выключатель на РУ ВН «ЛуТЭК». Такая схема давно не применяется на вновь вводимых подстанциях и требует замены на более практичные и безопасные выключатели. Подстанция «Насосная» имеет два двухобмоточных трансформатора с номинальным напряжением низкой стороны 6 кВ.

Подстанции «Водозабор» и «В.Перевал» имеют такую же схему электроснабжения что и вышеуказанные две подстанции однако здесь линия электро-

передачи имеет номинальное напряжение 35 кВ. На каждой подстанции установлено по одному двухобмоточному трансформатору мощностью 1 МВА.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Параметры электрического состояния электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что следовательно приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных но данные изменения являются предсказуемыми по мере увеличения степени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Графики электрических нагрузок строятся на основе информации о режимах потребления электроэнергии отдельных потребителей в течение определенного периода времени (для нашего проекта это сутки) и характеризуются вероятностными характеристиками, которые включают в себя: среднюю мощность, эффективную мощность, максимальную и минимальную мощности.

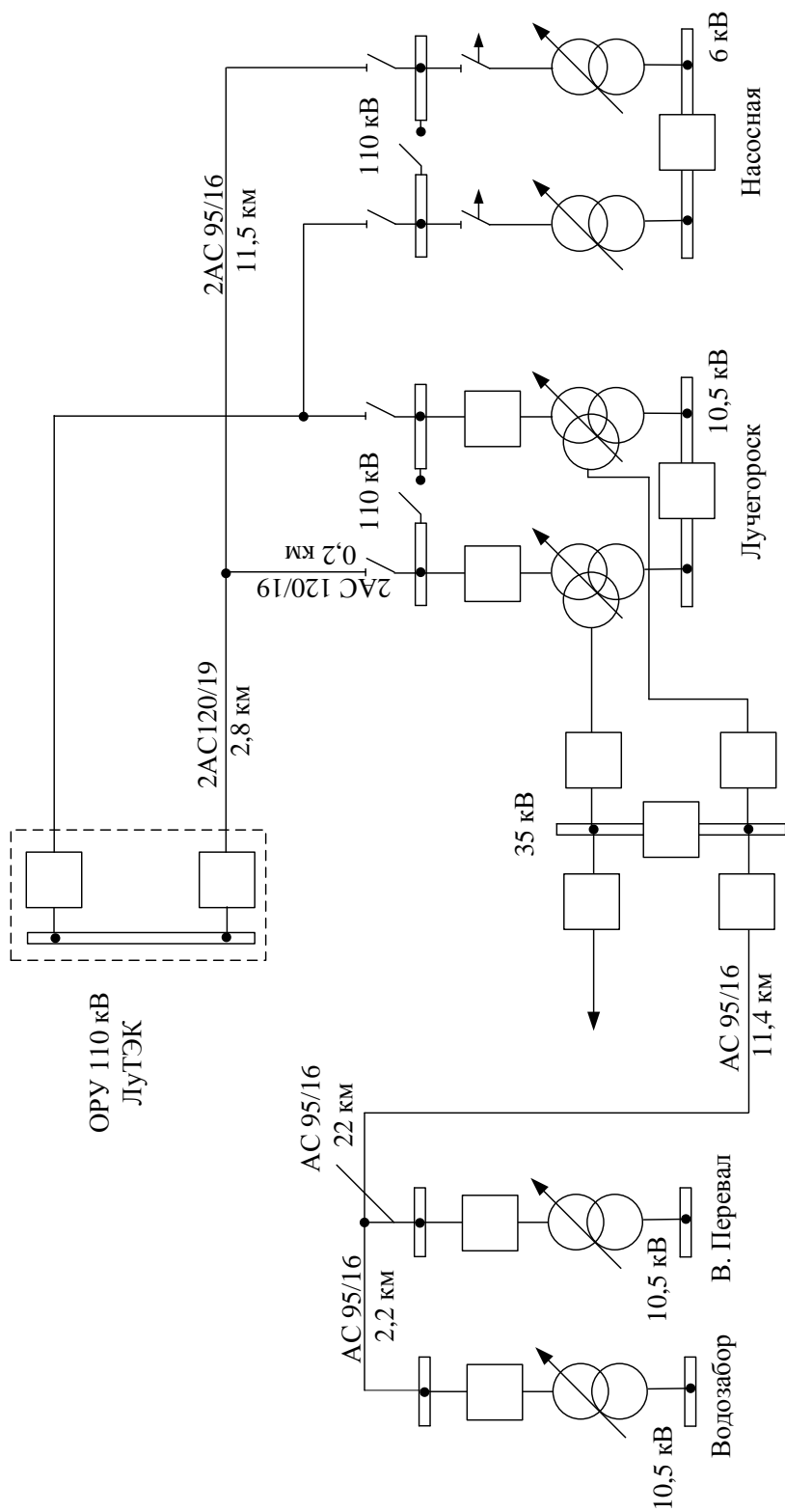


Рисунок 1 – Схема сети до реконструкции

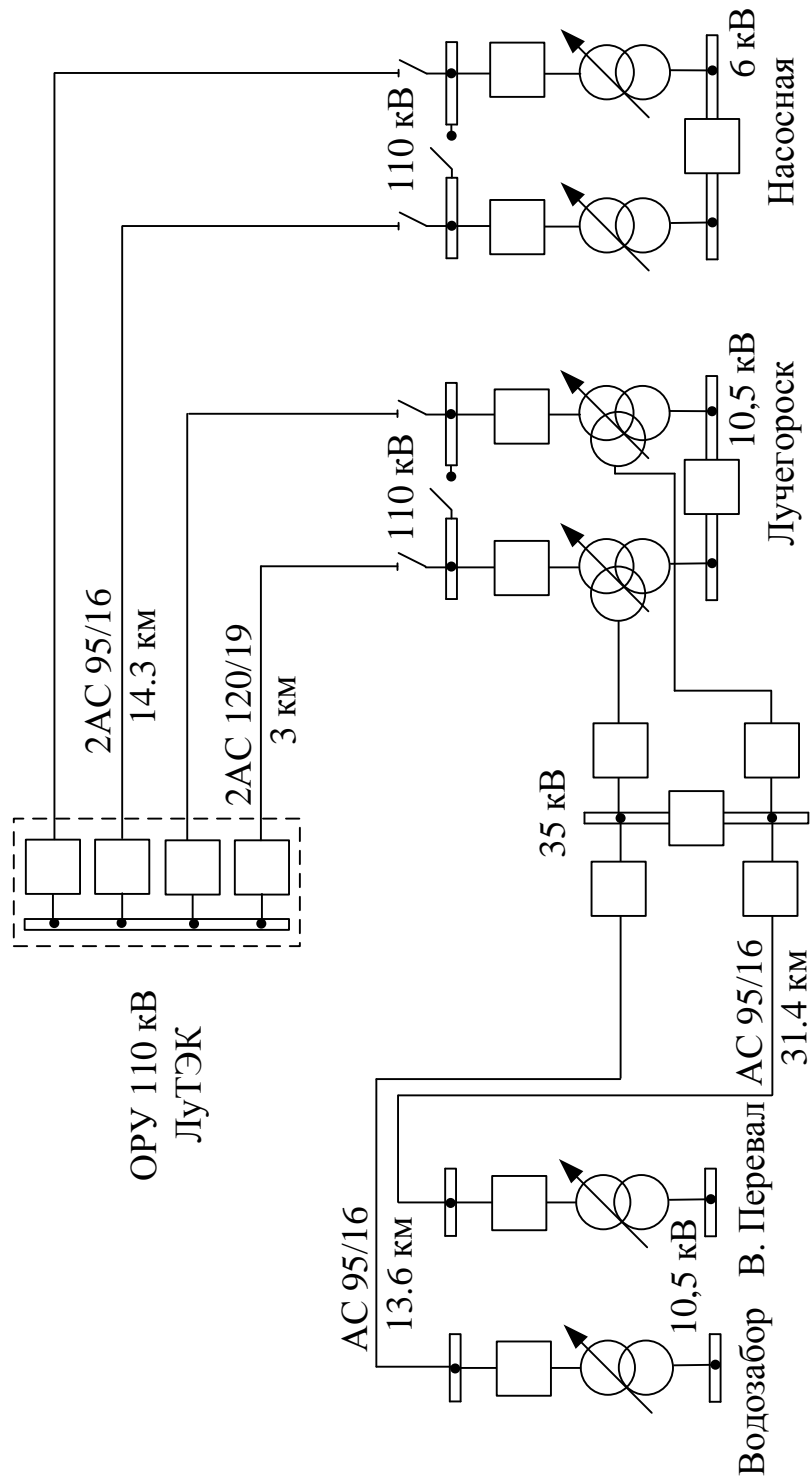


Рисунок 2 – Схема сети после реконструкции вариант 1

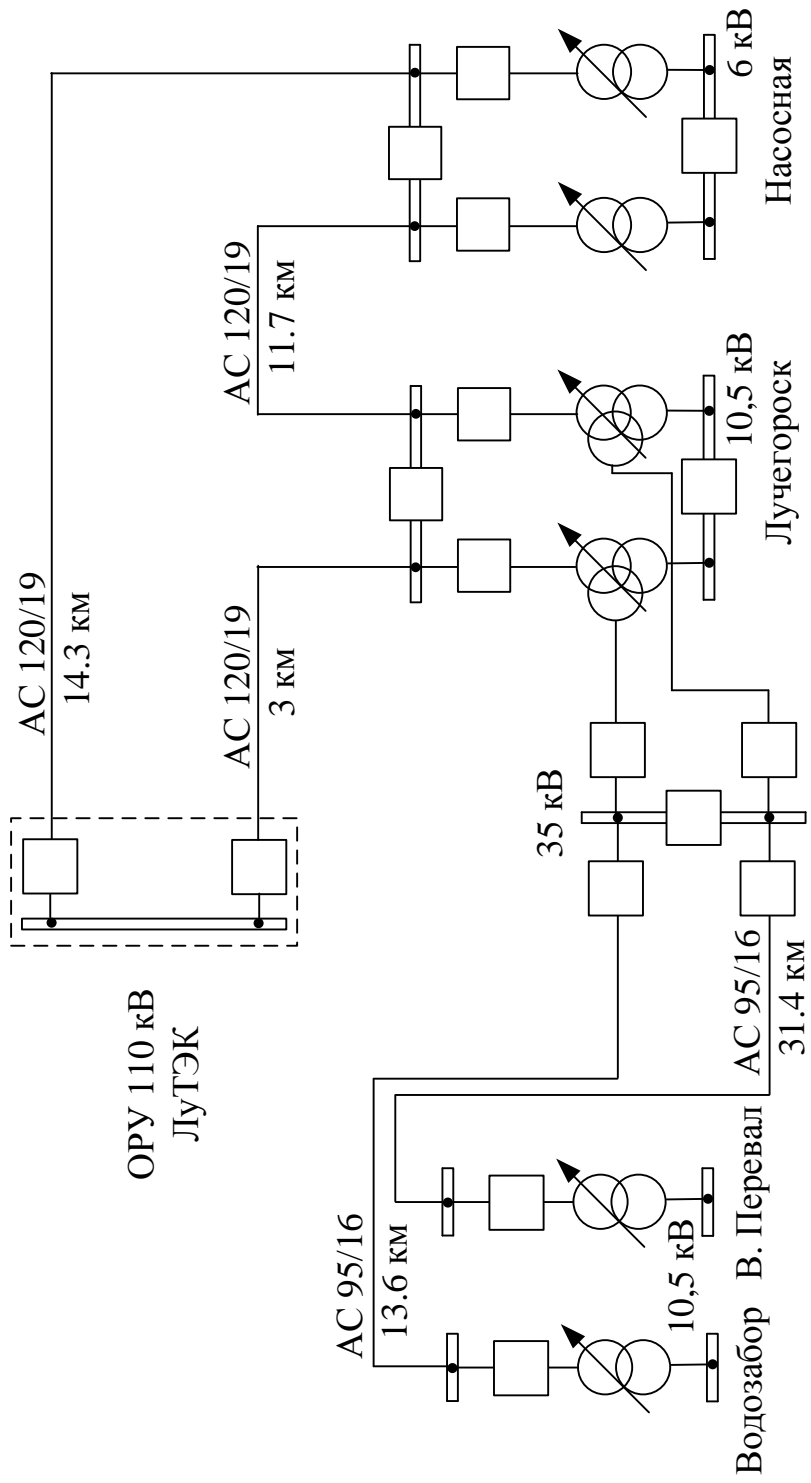


Рисунок 3 – Схема сети после реконструкции вариант 2

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

В данной работе в качестве исходных данных принимаются параметры контрольного замера проведенного в 2015 году. Полученные данные будут использоваться для дальнейшего расчета режима работы а так же для выбора основного оборудования, при расчете токов короткого замыкания.

Данные контрольного замера приведены в таблице.

Таблица 1 - Мощность нагрузки подстанций (МВт)

ПС	Нагрузка в режиме зимнего максимума	Нагрузка в режиме летнего минимума
«Лучегорск» (10 кВ)	14,99	6,25
«Насосная»	4,58	1,9
«Водозабор»	0,7	0,3
«В.Перевал»	0,74	0,31

4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для прогнозирования электрических нагрузок на 15 лет используем формулу сложных процентов приведенную ниже, при этом относительный прирост нагрузки в данном районе составляет согласно данным статистики 0,05 ое в год (официальный сайт РАО ЕЭС России).

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{тек}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог}} - T_{\text{тек}}} \quad (1)$$

где $P_{\text{прог}}$ – прогнозируемая активная мощность нагрузки (МВт);

$P_{\text{тек}}$ – текущая мощность нагрузки (МВт);

0,05 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района;

$T_{\text{прог}}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{\text{тек}}$ – год на который прогнозируется нагрузка

Для примера рассмотрим прогнозирование активной и реактивной нагрузок на подстанции «Лучегоorsk» со стороны 10 кВ:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{тек}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог}} - T_{\text{тек}}} = 14,99 \cdot (1 + 0,05)^{2030 - 2015} = 34,35$$

$$Q_{\text{прог}} = Q_{\text{тек}} \cdot (1 + 0,05)^{T_{\text{прог}} - T_{\text{тек}}} = 5,99 \cdot (1 + 0,05)^{2030 - 2015} = 13,74$$

Таблица 2 - Прогнозируемая нагрузки подстанций

	Зимний максимум МВт	Зимний максимум МВАр	Летний минимум МВт	Летний минимум МВАр
«Лучегоorsk» (10 кВ)	34,35	13,74	14,37	5,74
«Насосная»	10,53	4,21	4,37	1,75
«Водозабор»	1,61	0,64	0,69	0,27
«В.Перевал»	1,7	0,68	0,71	0,28

Для определения статистических данных о нагрузках используем программу «Расчет нагрузок».

Согласно исходным данным потребителями электрической энергии в данном районе являются следующие категории приемников: угледобыча 50 %, сельское хозяйство 30 %, город 10 %, деревообработка 10 %. Основные данные полученные в ходе расчета сводим в таблицу 3. В таблице 3 указаны основные данные об электрических нагрузках необходимые для расчета компенсирующих устройств, расчета режима работы сети.

Таблица 3 - Расчет электрических нагрузок

Подстанция	Активная мощность			Реактивная мощность		
	максимальная	эффективная	средняя	максимальная	эффективная	средняя
«Лучегоorsk» (10 кВ)	34,35	24,398	24,066	25,737	21,063	20,919
«Насосная»	10,53	7,479	7,378	7,89	6,457	6,413
«Водозабор»	1,61	1,144	1,128	1,206	0,987	0,98
«В.Перевал»	1,7	1,207	1,191	1,274	1,042	1,035

5 РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Наиболее оптимальным вариантом подключения подстанции «Насосная» с точки зрения надежности электроснабжения является ее присоединение к шинам распределительного открытого устройства 110 кВ электростанции «ЛуТЭК».

В качестве реконструкции предполагается запитка подстанции «В.Перевал» непосредственно от РУ СН подстанции «Лучегорск» для повышения надежности электроснабжения, а так же подключение подстанции «Насосная» в двух вариантах. В первом случае предполагается подключение «Насосной» от «ЛуТЭК» двухцепной ВЛ, второй вариант предполагает создание кольца «ЛуТЭК» - «Насосная» - «Лучегорск» - «ЛуТЭК».

В первом случае потребуется установка дополнительно двух ячеек выключателей на «ЛуТЭК», что не требует значительных кап. вложений тк распределительное устройство 110 кВ здесь представляет собой две рабочие системы шин с обходной системой. Дополнительно в данном случае потребуется сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ проходящей в одном коридоре с ВЛ 110 кВ «ЛуТЭК» - «Лучегорск» на протяжении 3 км. К плюсам данной реконструкции можно отнести простоту полученной схемы и высокую надежность электроснабжения подстанций «Лучегорск» и «Насосная».

В случае второго варианта реконструкции, при сооружении кольца между подстанциями 110 кВ потребуется реконструкция распределительных устройств высокого напряжения подстанций «Лучегорск» и «Насосная» со «сдвоенного блока» на «мостик», что значительно повышает стоимость данной реконструкции. Дополнительно к этому требуется сооружение новой одноцепной ВЛ 110 кВ между подстанциями «Лучегорск» и «Насосная» протяженностью 11,7 км. К плюсам данной реконструкции относится традиционно высокий уровень надежности электроснабжения «кольца», при этом имеется значительное количество минусов таких как сложность управления режимами работы се-

ти, а так же как указывалось ранее значительные капитальные вложения на реконструкцию. В таблице приведены основные характеристики полученных при реконструкции систем электроснабжения:

Таблица 4 – Сравнение конкурентоспособных вариантов

Схема	Вариант №1	Вариант №2
Дополнительное сооружение ВЛ (110 кВ), одноцепное исполнение (км)	6	11,7
Дополнительная установка выключателей (шт)	4	4

Как видно из таблицы первый вариант реконструкции по количеству оборудования превосходит второй вариант однако кольцевая схема второго варианта является наиболее предпочтительной с точки зрения надежности электроснабжения, простоты вывода в ремонт оборудования и ведения режима работы. тк приоритетной задачей в данной работе является повышение надежности электроснабжения следовательно для дальнейшей углубленной проработки оставляем второй вариант.

6 БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

При выработке и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой не только активной, но и реактивной мощности. Эти условия можно записать так:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_H + \Sigma \Delta P \quad (2)$$

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_H + \Sigma \Delta Q \quad (3)$$

Определяем максимальное значение реактивной мощности потребляемой на подстанции по формуле:

$$Q_{\max.i} = P_{\max.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\min} \quad (4)$$

где $P_{\max.i}$ – максимальная активная мощность подстанции i ;

Выполняется расчет баланса реактивной мощности в результате, которого определяется балансирующий тангенс $\operatorname{tg} \varphi_{\text{азв}}$.

$$Q_{\text{потр.макс}} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\max.i} + \Delta Q_{T.E} + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{\text{ВЛ}\Sigma} - \Delta Q_{\text{С}\Sigma}) \quad (5)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \approx 0,98$;

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{T.\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_{\text{ЛЭ}}$ – потери реактивной мощности в линии (на первоначальном этапе принимаются равными реактивной мощности генерируемой линией);

ΔQ_c – реактивная мощность, генерируемая линией.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах подсчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{T.\Sigma} = 0.1 \cdot \sum_{i=1}^n a_i \cdot S_{\max.i} \quad (6)$$

где a_i – количество трансформаций напряжения от источника до потребителей в i -м пункте сети;

$S_{\max.i}$ – максимальная мощность на подстанции, которая определяется по формуле:

$$S_{\max.i} = \sqrt{P_{\max.i}^2 + Q_{\max.i}^2} \quad (7)$$

Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 35 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0.4 Ом/км, а генерация реактивной мощности не учитывается. Для воздушных линий 110 кВ допускается на этой стадии расчета принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности.

Полученное по значению суммарной потребляемой реактивной мощности сравнивается с значением генерируемой мощности. Компенсирующие устройства являются дополнительным источником реактивной мощности в электрических сетях. Суммарная мощность КУ определяется из выражения:

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_{\text{нотр.макс}} - Q_{Г\Sigma} \quad (8)$$

Конденсаторные устройства суммарной мощностью $Q_{\hat{E}\hat{O}\Sigma}$ должны быть распределены между подстанциями проектируемой сети таким образом, чтобы потери активной мощности в сети были минимальны.

При известной суммарной мощности КУ можно найти балансирующий тангенс по формуле:

$$tg \varphi_{\text{бал}} = \frac{(\sum_{i=1}^n Q_{\text{max}.i} - Q_{KV\Sigma})}{\sum_{i=1}^n P_{\text{max}.i}} \quad (9)$$

Произведем расчёт полной потребляемой мощности для подстанций 110 кВ (МВА) :

$$S_{\text{max HAC}} = \sqrt{P_{\text{max HAC}}^2 + Q_{\text{max HAC}}^2} = \sqrt{10,53^2 + 7,89^2} = 13,15$$

$$S_{\text{max ЛУЧ}} = \sqrt{P_{\text{max ЛУЧ}}^2 + Q_{\text{max ЛУЧ}}^2} = \sqrt{35,75^2 + 25,74^2} = 44,05$$

Находим суммарные потери реактивной мощности (МВАр):

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \cdot (13,15 + 44,05) = 5,72$$

Находим потребляемую мощность (МВАр):

$$Q_{\text{потр.мах}} = 0,98 \cdot (7,89 + 25,74) + 5,72 = 38,68$$

Определяем балансирующий tgφ:

$$tg \varphi_{\text{бал}} = \frac{38,68}{45,06} = 0,85$$

Т.к. предельно допустимый тангенс (для 110 кВ = 0,4) меньше чем балансирующий то компенсацию реактивной мощности проводим по первому.

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции в часы максимальных нагрузок электрической сети:

$$Q_{KV.i}^{TP} = Q_{\max.i} - P_{\max.i} \cdot tg \cdot (\varphi_{\min}) \quad (10)$$

где $tg(\varphi_{\min})$ - минимальный угол.

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Требуемую мощность на одну систему шин (СШ) определяют по формуле:

$$Q_{KVCШ.i}^{TP} = \frac{Q_{KV.i}^{TP}}{2} \quad (11)$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяется их необходимое количество и фактическая суммарная реактивная мощность Q_{KV}^{ϕ} .

Нескомпенсированная мощность определяется следующим образом.

$$Q_{\text{несп.и}} = Q_{\max.i} - Q_{KV}^{\phi} \quad (12)$$

Ниже приведен расчет компенсирующих устройств для подстанций :

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств (МВАр):

$$Q_{KV.ЛУЧ}^{TP} = 25.737 - 34,35 \cdot 0,4 = 11.99$$

$$Q_{KV.НАС}^{TP} = 7.89 - 10,53 \cdot 0,4 = 3.68$$

Таблица 5 – Параметры установленных компенсирующих устройств на подстанциях:

№ п/ст	$U_{ном}$	$Q_{КУ}^{тр}$	$Q_{КУ}^ф$	$Q_{неск.2}$
«Насосная»	6,3	3,68	$(1,4+0,45) \times 2$	4,19
«Лучегорск»	10,5	11,99	6×2	13,74

Для подстанции «Насосная» требуемая мощность конденсаторов составляет 3,68 МВАр следовательно устанавливаем одну батарею марки УКЛ56 – 6 – 1400У3 и одну батарею марки УКЛ56 – 6 – 450У3 на каждую систему шин 6 кВ. Для подстанции «Лучегорск» требуемая мощность конденсаторов составляет 11,99 МВАр следовательно устанавливаем одну батарею марки УКЛ56 – 10 – 6000У3 на каждую систему шин 10 кВ.

8 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

Расчетную мощность силового трансформатора определяем по формуле:

$$S_{\text{расч.}i} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.}i}^2 + Q_{\text{неск.}i}^2}}{n \cdot k_{3,\text{опт}}} \quad (13)$$

где n – количество трансформаторов;

$k_{3,\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки;

$k_{3,\text{опт}} = 0,7$ (для двух); $k_{3,\text{опт}} = 0,85$ (для одного).

По расчетной мощности трансформаторов определяем номинальную мощность трансформаторов.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки при номинальном и после аварийном режиме.

$$k_{3,\text{н}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.}i}^2 + Q_{\text{неск.}i}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}}} \quad (14)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$k_{3,н}$ – коэффициент загрузки при номинальном режиме работы ($k_{3,н} \leq 0.5 - 0.75$).

$$k_{3,послеав.} = k_{3,н} \cdot 2$$

где $k_{3,послеав.}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы ($k_{3,послеав.} \leq 1.4 - 1.5$).

Подстанция «Насосная»:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{7.38^2 + 4.19^2}}{2 \cdot 0.7} = 6,06$$

Выбираем трансформатор *ТМН – 6300/110*

Проверка коэффициента загрузки в нормальном режиме работы:

$$k_{3,н} = \frac{\sqrt{7.38^2 + 4.19^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,67$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме работы:

$$k_{3,послеав.} = 0,67 \cdot 2 = 1,35$$

Аналогично производим выбор и проверку трансформаторов для остальных подстанций.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов

№ п/ст	$S_{расч.2}$, МВа	$S_{ном.2}$, МВа	$k_{3,н}$	$k_{3,послеав.}$	Марка трансформатора
«Насосная»	6,06	6,3	0,67	1,35	ТМН-6300/110
«Лучегорск»	19,79	25	0,4	0,8	ТДТН-25000/110
«Водозабор»	1,99	2,5	0,64	-	ТМН-2500/35
«В.Перевал»	1,98	2,5	0,66	-	ТМН-2500/35

9 ВЫБОР ПРОВОДОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

В данном разделе будет произведен выбор сечения и марки провода для одноцепной воздушной линии связывающей ПС «Лучегорск» и ПС «Насосная».

Провода для линий электропередач выбираются по расчетному току, определенному по методу экономических токовых интервалов, который определяется по формуле:

$$I_{rij} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (15)$$

где α_i – коэффициент учитывающий изменения нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110 – 220 кВ принимается равным 1.05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} и коэффициент совмещения максимумов электрической сети K_{\max} ;

I_{\max} – максимальное значение тока текущего по линии, который находится по формуле:

$$I_{\max,ij} = \frac{\sqrt{P_{\max,ij}^2 + Q_{\text{неск},ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (16)$$

где $P_{\max,ij}$ – максимальный поток активной мощности текущей по линии в зимнем режиме;

$Q_{\text{неск},ij}$ – поток некомпенсированной мощности;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

$n_{\text{ц}}$ – число цепей на линии.

Далее по расчетному току, определяем сечения линий .

Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву длительно допустимым током в тяжелом послеаварийном режиме. Тяжелым послеаварийным режимом считается обрыв наиболее загруженных головных участков в замкнутых сетях и обрыв одной цепи в двухцепных линиях.

Определяем максимальное значение тока (определяется по мощности ПС Лучегорск) (кА):

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{34,35^2 + 13,74^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,185$$

Определяем расчетное значение тока на участке (кА):

$$I_p = 0,185 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,194$$

Принимаем марку провода для данного тока АС 150/24

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

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

На рисунке 4 представлена расчетная схема замещения прямой последовательности для расчета токов короткого замыкания.

В схеме замещения элементы сети представлены индуктивными сопротивлениями, активные сопротивления будут далее использованы в расчете для определения аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

При расчете были приняты следующие расчетные условия:

ЭДС системы равна единице, сопротивление системы определяется через мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ системы - «ЛуТЭК», соответственно ток трехфазного короткого замыкания определяется через отключающую способность выключателя установленного на этой подстанции (выключатель типа МКП, номинальный ток отключения 20 кА)

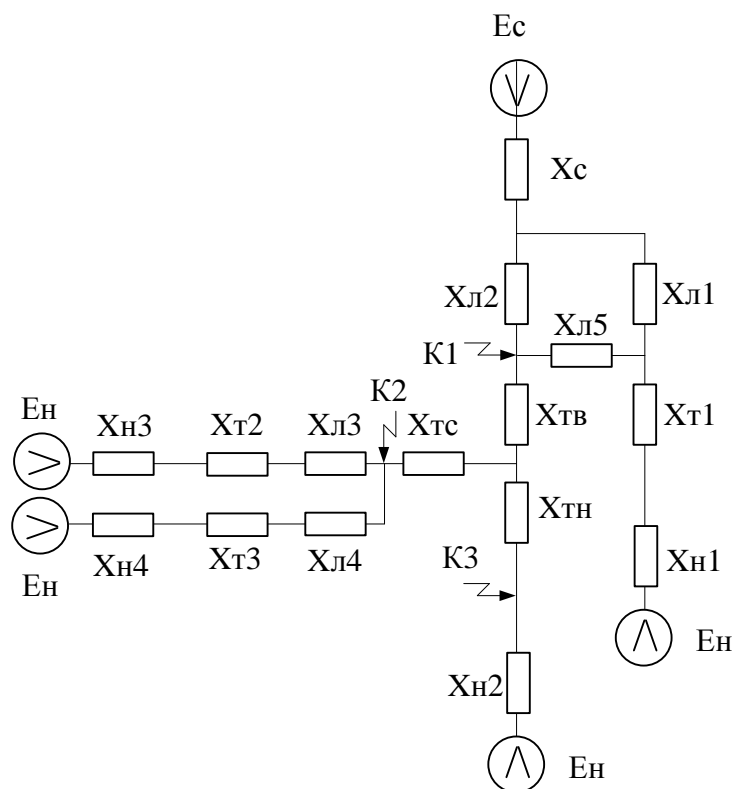


Рисунок 4 - Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

Принимаем базисные условия: базисная мощность

- 1) $S_б = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ) $U_{б110} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{б35} = 37,5$,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $U_{б10} = 10,5$.
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Для примера определим ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения подстанции «Лучегоorsk», расчетная точка К1, при этом учтем условия: если источник тока находится за двумя ступенями трансформации то им пренебрегаем.

Базисный ток на каждой стороне рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (17)$$

где I_b , U_b – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

Для примера определяем значение базисного тока на стороне 110 кВ (кА):

$$I_{b110} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \quad (18)$$

Определяем сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

$$X_{лэп} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} \quad (19)$$

$$X_{тр} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{ном}} \quad (20)$$

$$X_{сис} = \frac{S_b}{S_{сис}} \quad (21)$$

где U_{cp} – среднее напряжение ступени (кВ);

S_b – базисная мощность (МВА);

$S_{ном}$ – мощность системы (МВА), определяется из отключающей способности выключателя на стороне 110 кВ «ЛуТЭК».

Определяем сопротивления ВЛ для данной схемы:

«ЛуТЭК» – «Насосная»

$$X_{л1} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 14,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,04$$

«ЛуТЭК» – «Лучегорск»

$$X_{л2} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,009$$

«Насосная» – «Лучегорск»

$$X_{Л5} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 11,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,025$$

«Лучегорск» – «Водозабор»

$$X_{Л3} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,429 \cdot 13,6 \cdot \frac{100}{37,5^2} = 0,415$$

«Лучегорск» – «В.Перевал»

$$X_{Л4} = x_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,429 \cdot 31,4 \cdot \frac{100}{37,5^2} = 1,019$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_{сис} = \frac{S_6}{S_{сис}} = \frac{100}{4157} = 0,024$$

где $S_{сис}$ – мощность системы (МВА), определяется из отключающей способности выключателя на стороне 110 кВ «ЛуТЭК» (МВА).

$$S_{сис} = \sqrt{3} \cdot U_{сети} \cdot I_{н.моткл} = \sqrt{3} \cdot 120 \cdot 20 = 4157 \quad (22)$$

Определяем сопротивления трехобмоточного трансформатора на подстанции «Лучегорск»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} - u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} = 0,215$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{К\%ВС} - u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (10,5 - 17 + 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} \approx 0$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{К\%ВС} + u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{100}{25} \cdot \frac{1}{2} = 0,125$$

Определяем сопротивления двухобмоточных трансформаторов на подстанции «Насосная»:

$$X_{T1} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,667$$

Определяем сопротивления двухобмоточных трансформаторов на подстанции «Водозабор» и «В.Перевал»:

$$X_{T2} = X_{T3} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6$$

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

Определяем сопротивления нагрузки на стороне низкого напряжения подстанции «Лучегорск» и «Насосная» (мощность нагрузки на стороне низкого напряжения составляют соответственно 36,99 и 8,48 МВА)

$$X_{луч} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{луч}} = 0,35 \cdot \frac{100}{36,99} = 0,94$$

$$X_{нас} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нас}} = 0,35 \cdot \frac{100}{8,48} = 4,12$$

Расчетная схема для первой точки показана на рисунке 5

$$X1 = X_{ТВ} + X_{ТН} + X_{луч} = 0,215 + 0,125 + 0,94 = 1,28 \quad (23)$$

$$X2 = X_{T1} + X_{нас} = 1,667 + 4,12 = 5,79 \quad (24)$$

$$X12 = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л5}} = \frac{0,04 \cdot 0,009}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,041 \quad (25)$$

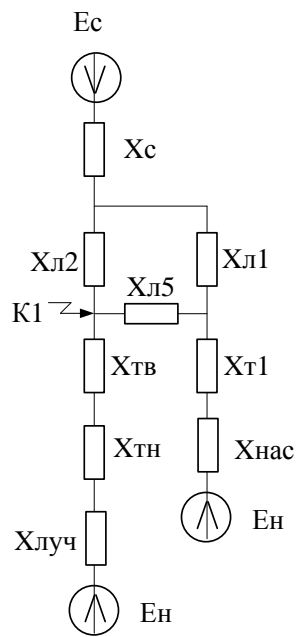


Рисунок 5 - Расчет тока КЗ в точке 1

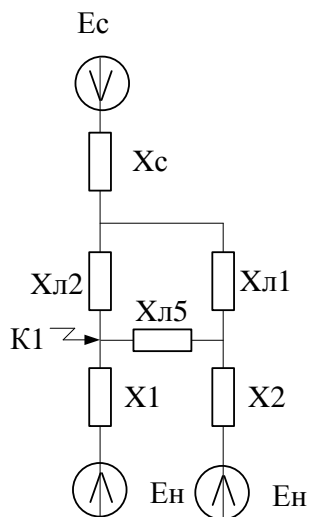


Рисунок 6 - Сворачивание схемы

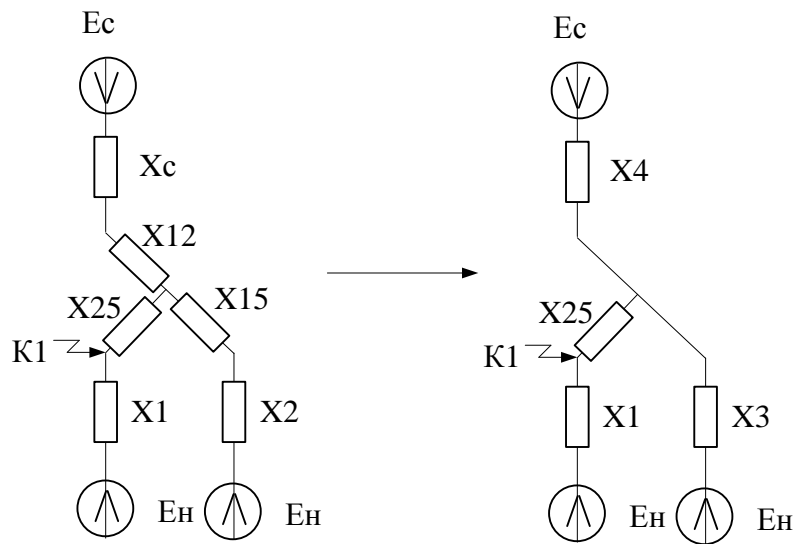


Рисунок 7 - Сворачивание схемы

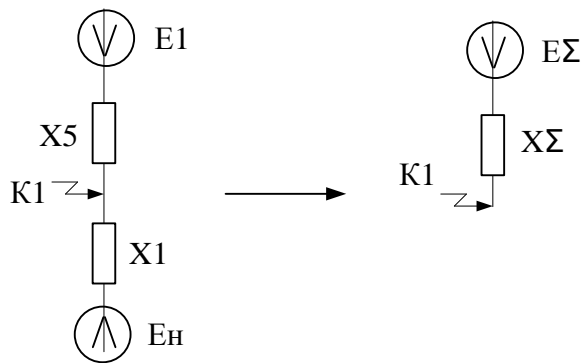


Рисунок 8 - Определение суммарной ЭДС и сопротивления

$$X_{15} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л5}}{X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л5}} = \frac{0,04 \cdot 0,025}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,013$$

$$X_{25} = \frac{X_{Л2} \cdot X_{Л5}}{X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л5}} = \frac{0,009 \cdot 0,025}{0,04 + 0,009 + 0,025} = 0,003$$

$$X_3 = X_2 + X_{15} = 5,79 + 0,013 = 5,803$$

$$X_4 = X_{12} + X_{сис} = 0,041 + 0,024 = 0,065$$

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} + X_{25} = \frac{5,803 \cdot 0,065}{5,803 + 0,065} + 0,003 = 0,067$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X1 \cdot X5}{X1 + X} = \frac{1,28 \cdot 0,067}{1,28 + 0,067} = 0,063 \quad (26)$$

$$E1 = \frac{X3 \cdot E_c + X4 \cdot E_n}{X3 + X4} = \frac{5,803 + 0,065 \cdot 0,85}{5,803 + 0,065} = 0,99 \quad (27)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{X1 \cdot E1 + X5 \cdot E_n}{X1 + X5} = \frac{1,28 \cdot 0,99 + 0,067 \cdot 0,85}{1,28 + 0,067} = 0,98 \quad (28)$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6 \quad (29)$$

где E и X – ЭДС и сопротивление соответствующей ветви.

Определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания в первой расчетной токе (кА):

$$I_{\text{по1}} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{0,98}{0,063} \cdot 0,502 = 7,8 \quad (30)$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ определяются соответственно по выражениям:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{-t_{\text{об}}}{T_a}}, \quad (31)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} K_{\text{уд}} \quad (32)$$

где T_a - постоянная времени, $T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}$;

$t_{\text{об}}$ - время отключения выключателя с учетом времени срабатывания защиты, примем 0,65;

K_y - ударный коэффициент,.

Суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению путем сворачивания схемы до результирующего сопротивления.

Определяем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в первой точке (кА):

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{\frac{-t_{об}}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,033}} = 1,71$$

Соответственно значение ударного тока для данной точки составит (кА):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} K_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot 1,7 = 18,75$$

Значения остальных параметров необходимых для выбора основного оборудования в расчетных точках сведены в таблицу:

Таблица 7 - Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Лучегоorsk»

Точка	Периодическая составляющая тока (кА)	Апериодическая составляющая тока (кА)	Ударный ток (кА)
1	7,8	1,71	18,75
2	10,26	1,66	24,66
3	17,25	1,31	41,47

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов.

Для примера проведем выбор основного электрического оборудования на подстанции «Лучегорск»

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Лучегорск» приведены в таблице.

Таблица 8 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Лучегорск» (А)

Номинальное Напряжение (кВ)	«Лучегорск»
110	262
35	272,1
10	952

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

11.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для всех подстанций элегазовый выключатель марки ВГБЭ-110 П-40/2500У1.

Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке.

Распределительный шкаф предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:
- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

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

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	262	$I_{ном} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	7,8	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,75	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	7,8	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 =$ 25,456	1,71	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,75	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 4800	926,11	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам

11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для всех подстанций элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	272,1	$I_{ном} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	10,26	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	31	24,66	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	10,26	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 12,5 =$ 7,954	1,66	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	31	24,66	$i_{прскв} \geq i_{уд}$

Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $12,5^2 \cdot 3 =$ 4683,751	315,81	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
---	---	--------	---

Данный тип выключателя оставляем тк он проходит по всем параметрам.

11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатели ВВЭ-10-1000-20У3

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	10,5	10,5	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нсети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	1000	905	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{м}}$
Номинальный ток включения $I_{\text{вкл}}$ (кА)	20	17,25	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
Наибольший пик тока включения $I_{\text{пик}}$, $I_{\text{уд}}$, (кА)	52	41,47	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения $I_{\text{откл}}$ (кА)	20	17,25	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_{\text{а}}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{откл}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	1,31	$i_{\text{ан}} \geq i_{\text{а}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	52	41,47	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	792,18	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Данный тип выключателей оставляем.

11.4 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РГП-110/1000- УХЛ1 (разъединитель для наружной установки).

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

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные («Лучегоorsk»)	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{нсети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	262	$I_{ном} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	18,75	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	926,11	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей определяется местом установки.

11.5 Выбор разъединителей 35 кВ.

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

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РГП-35/1000 - УХЛ1 (разъединитель для наружной установки).

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные («Лучегоorsk»)	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{нсети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	272,1	$I_{ном} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	63	24,66	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	315,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей определяется местом установки.

11.6 Выбор трансформаторов тока.

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

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

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} \quad (33)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{К}}=0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (34)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (35)$$

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 230 ART2. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 14, 15, 16.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 (\text{Ом})$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 (\text{Ом})$$

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 (\text{Ом})$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 (\text{Ом})$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 (\text{Ом})$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 (\text{Ом})$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока по стороне 110 кВ ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 750 А.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	750	262	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	126	18,75	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 68^2 \cdot 3 = 13872$	926,11	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35, с номинальным током 1000 А.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{нсети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	272,1	$I_{ном} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	145	24,66	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $49^2 \cdot 3 =$ 7203	315,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	30	2,43	$Z_{2нно} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10, 6 кВ ТОЛ-10, с номинальным током 1000 А.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10,5	10,5	$U_{ном} \geq U_{нсети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	952	$I_{ном} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	41,47	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	792,19	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2нно} \geq Z_2$

11.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2H} \geq S_2 \quad (36)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ) подстанции «Лучегоorsk»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110-УХЛ1

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2H} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ определим для случая, когда все присоединения переведены на данную систему шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов в линейных, трансформаторной, обходной и шиносоединительной ячейках, а также вольтметров и частотомера.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 35 кВ) подстанции «Лучегорск»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			10

Принимаем на стороне 35 кВ всех подстанций трансформатор напряжения типа: НАМИ-35

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	150 ВА	10 ВА	$S_{2Н} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 10кВ) подстанции «Лучегорск»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	10	1
Счетчик РЭ			
Сумма			14

Принимаем на стороне 10 кВ всех подстанций трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	14 ВА	$S_{2Н} \geq S_2$

11.8 Выбор гибкой ошиновки.

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 и 35 кВ тк распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе

Проводим выбор сечения на напряжении 110 кВ по допустимому току при максимальной нагрузке. Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Лучегоorsk» составляет 262 А, следовательно принимаем минимальное сечение провода для данного напряжения АС 150/24 с максимально допустимым током 450 А расположение фаз горизонтальное , междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется тк шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (37)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,55}} \right) = 34,86$$

Определяем напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (38)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,55 \cdot \lg \frac{378}{0,55}} = 26,09$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$27,92 \leq 31,38$$

Аналогично выбираем сечение шины на напряжение 35 кВ. В ходе расчета принимаем сечение АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А расположение фаз горизонтальное. Учитывая тот факт что сечение отходящих ВЛ составляет 95 мм² то данный провод оставляем.

11.9 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Лучегоorsk». Максимальный рабочий ток составляет 952 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины АДО с размерами 60 × 6 мм, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1125 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами 0,4 м.

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{792,19}}{91} = 0,3 \quad (39)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{10,8}{0,45}}} = 2,06$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 0,45 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 6^3 \cdot \frac{1}{12} = 10,8 \quad (40)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,0 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{41470^2}{1,0} = 29,78 \quad (41)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 1,0 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле (см^3)

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 6^2 \cdot \frac{1}{6} = 3,6 \quad (42)$$

Определяем напряжение в проводе (МПа):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{41470^2 \cdot 40^2}{3,6 \cdot 100} = 13,23 \quad (43)$$

При расчете напряжения в материале все длины приведены в сантиметры.

Предельное напряжение для принятого материала шин составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем

12 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПС «ЛУЧЕГОРСК»

На рисунке 9 представлена схема электроснабжения подстанции «Луче-горск» сторона 10 кВ.

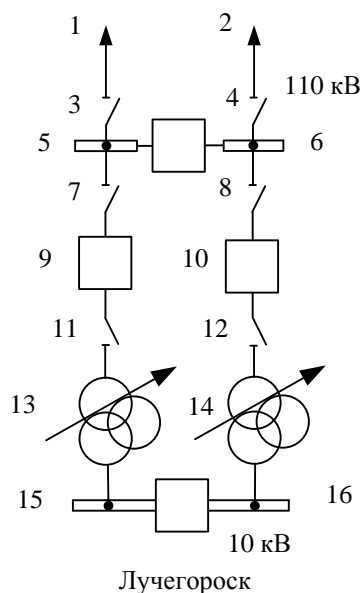


Рисунок 9 - Схема электроснабжения подстанции «Лучегорск»

Параметрами характеризующими вероятность выхода из строя элементов сети являются: параметр потокоотказов λ (1/год), среднее время восстановления t_v (час), частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время преднамеренных отключений $t_{пр}$.

Таблица 26 - параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	t_v , часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Выключатель 110 кВ	0,023	25	0,14	9
Разъединитель 110 кВ	0,01	6	0,166	5,5
Сборные шины 110 кВ (на одно присоединение)	0,02	7	0,166	4
Воздушная линия 110 кВ (на 100 км)	0,0063	10	0,8	15
Трансформатор 110 кВ	0,007	65	0,25	26
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,166	5

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{0,0063 \cdot 10}{8760} \cdot 3 \cdot \frac{1}{100} = 3,595 \cdot 10^{-7} \quad (44)$$

где $T_{Г}$ – число часов в году (час).

l – длина ВЛ (км).

Для шин 110 кВ:

$$q_{ш110} = \frac{\lambda_{ш110} \cdot t_{ш110}}{T_{Г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 3 = 4,794 \cdot 10^{-5}$$

где $n_{пр}$ – число присоединений к данной системе шин (ед).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш10} \cdot t_{ш10}}{T_{Г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 4,794 \cdot 10^{-5}$$

Для разъединителей :

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,849 \cdot 10^{-6} \quad (45)$$

Для трансформаторов:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,194 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей 110 кВ:

$$q_{с} = \frac{\lambda_{с110} \cdot t_{с110}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он}$$

где $a_{кз}$ - относительная частота выхода из строя при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность выхода из строя смежного с выключателем элемента;

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

$N_{он}$ - число оперативных переключений за год, для данной схемы $N_{он} = 6$;

Для выключателей 110 кВ смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{с110} = \frac{0.023 \cdot 25}{8760} + 0,005 \cdot (3,595 \cdot 10^{-7} + 5,194 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 6 = 0,03$$

Производим последовательное эквивалентирование элементов сети до вида:



Рисунок 10 – Эквивалентирование схемы

Так как элементы в ветвях схемы аналогичные то две ветви будут одинаковыми по параметрам. Параметры полученной схемы определяются по формулам:

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\lambda_I = \Sigma \lambda_i + \lambda_{пр.мак} = 0,929 \tag{46}$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи ;

$\lambda_{пр.мак}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$;

Вероятность отказа цепи:

$$q_I = \Sigma q_i + \frac{\lambda_{np,max} \cdot t_{np}}{T_\Gamma} = 0,032 \quad (47)$$

где q_i - вероятность отказа каждого элемента в цепи ;

Время восстановления цепи:

$$t_{gl} = \frac{q_i \cdot T_\Gamma}{\lambda_I - \lambda_{np,max}} = 21,154 \quad (48)$$

При параллельном эквивалентировании используем коэффициенты:

$$K_I = 1 - e^{\left(\frac{-t_{np,max}}{t_{gl}} \right)} = 6,939 \cdot 10^{-3} \quad (49)$$

Вероятность отказа системы с учетом двух одинаковых цепей определяется согласно формуле:

$$q_\Sigma = q_I^2 + 2 \cdot K_I \cdot \left(\frac{\lambda_{np,max} \cdot t_{np}}{T_\Gamma} \right) \cdot q_I = 9,989 \cdot 10^{-4} \quad (50)$$

Параметр потокоотказа системы определяется согласно формуле:

$$\lambda_\Sigma = 2 \cdot \lambda_I \cdot q_I + 2 \cdot (\lambda_I - \lambda_{np,max}) \cdot \frac{\lambda_{np,max} \cdot t_{np}}{T_\Gamma} = 0,059 \quad (51)$$

Среднее время безотказной работы системы (лет):

$$T_c = \frac{1}{\lambda_\Sigma} = \frac{1}{0,059} = 16,942 \quad (52)$$

Расчетное время безотказной работы системы (лет):

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 1,779 \quad (53)$$

Среднее время восстановления системы (час):

$$t_{ec} = \frac{q_\Sigma}{\lambda_\Sigma} \cdot T_\Gamma = 14,247 \quad (54)$$

В таблице 27 приведены данные расчета надежности для схемы электро-снабжения до и после реконструкции сети на примере подстанции «Лучегоorsk»

Таблица 27- Расчет надежности

Схема	Среднее время безотказной работы системы (лет)	Расчетное время безотказной работы системы (лет)	Среднее время восстановления системы (час):
До реконструкции	11,854	1,244	18,596
После реконструкции	16,942	1,779	14,247

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить шинные (высота 7,5 м) и линейные (высота 14 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадут в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах. Высота молниеотвода на линейном портале 110 кВ – 19 метров, на шинном – 15 м /11/.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (55)$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (56)$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (57)$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (58)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (59)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

Расчет зон и схема расстановки молниеотводов показан в Приложении Е.

14 КОНСТРУКЦИЯ ВЛ

14.1 Выбор типов опор.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий.

Исходя из расчетного сечения провода АС-150/24 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор: опора анкерная угловая: У 110 – 1 + 9, опора промежуточная: П 110 – 3.

14.2 Расчет удельных механических нагрузок.

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от собственной массы провода и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки рассчитываются к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных, /14/.

Определяем нагрузку на провод от собственного тяжения провода от массы провода (кПа/м):

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} \quad (60)$$

где g - ускорение свободного падения 9,81 м/сек²;

G_0 – расчетная масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м².

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{0,385}{174 \cdot 10^{-6}} = 34,025$$

Определяем нагрузку на провод от массы гололеда (кПа/м):

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \quad (61)$$

где b – толщина стенки гололеда, согласно климатическим условиям прохождения ВЛ м;

g_0 – плотность льда, кг/ м³;

d – диаметр провода, м.

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,015 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,015)}{174 \cdot 10^{-6}} = 157,347$$

Суммарная нагрузка от массы провода и гололеда (кПа/м):

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \tag{62}$$

$$\gamma_3 = 34,025 + 157,347 = 191,372$$

Определяем нагрузку на провод от давления ветра на провод при отсутствии гололеда (кПа/м):

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} \tag{63}$$

где a – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра для данного района;

C_x – аэродинамический коэффициент, равен 1,2;

k_q – поправочный коэффициент, равен 1,15.

$$\gamma_4 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 1,15 \cdot 0,012}{174 \cdot 10^{-6}} = 48,337$$

Определяем удельную нагрузку от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \tag{64}$$

$$\gamma_5 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,015)}{174 \cdot 10^{-6}} = 36,778$$

Определяем удельную нагрузку на провод от собственной тяжести и давления ветра (кПа/м):

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (65)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{34,025^2 + 48,337^2} = 59,111$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра (кПа/м):

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (66)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{191,372^2 + 36,778^2} = 194,873$$

14.3 Выбор изоляторов.

В качестве линейных изоляторов в данной работе рассматриваются современные полимерные изоляторы, их преимущества по сравнению с устаревшими стеклянными или фарфоровыми очевидны, сюда можно отнести: низкую стоимость, меньшую массу, простоту монтажа.

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110-3 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{век}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{66,51 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 3,5 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{век}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 5,7 \geq 5,$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 11,57$ кН/м, $p_7 = 66,51$ кН/м;

$l_{вес}$ – весовой пролет, 300 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110-3 УХЛ1 1,8 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-120/110-3 УХЛ1с электромеханической разрушающей силой 120 кН и массой 2,1 кг.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 111)^2 + \left(\frac{40,69 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 2,98 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_s \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 111)^2 + \left(\frac{40,69 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 6,05 \geq 5$$

где $\sigma_{\gamma \max}$ и σ_s - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре, определяются из систематического расчета провода Н/мм²,

Согласно ПУЭ в арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 150 мм², /13/.

15 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

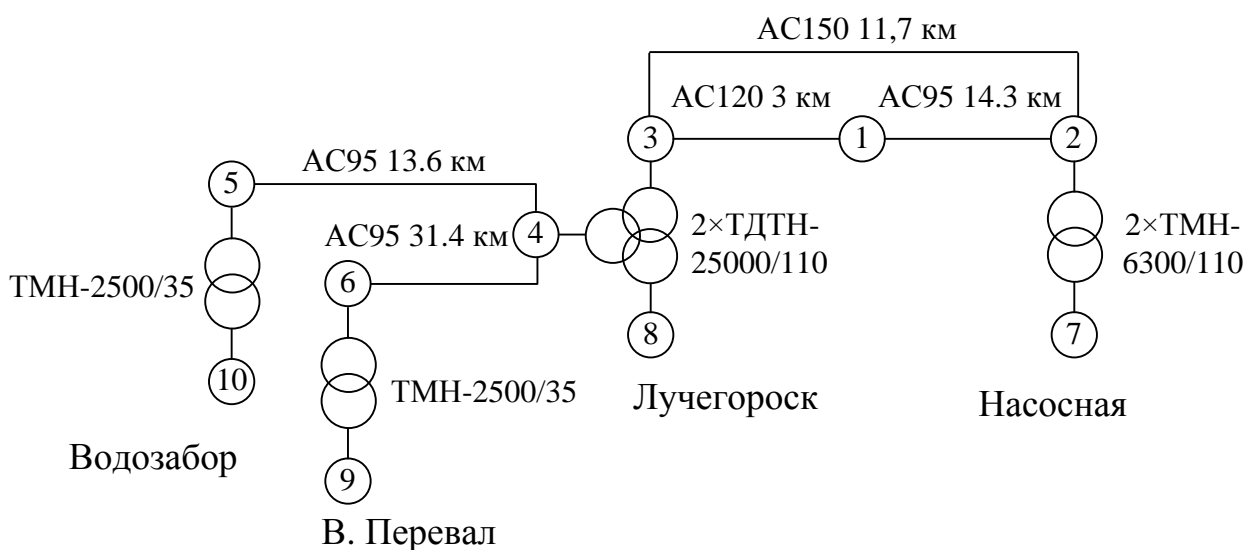


Рисунок 11 – Граф сети для расчета режима работы

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей.
- расчет величины технических потерь в сети.

Расчет режима проводился при помощи ПВК SDO-6. Расчет проводился на основе данных прогноза развития энергосистемы для проектируемой схемы сети. Рассчитывалось три режима: режим зимнего максимума, режим летнего минимума, аварийный режим работы.

ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, потоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

SDO-6 содержит достаточно полное математическое описание основных элементов сети ЭЭС - нагрузки (статические характеристики по U и f), генерации (учёт потерь в генераторе в режиме СК, зависимость $Q_{расп}(P_g)$), коммутируемых реакторов, линий, трансформаторов линейно-дополнительных, 2-х и 3-х обмоточных с продольно-поперечным и связанным регулированием.

SDO-6 обеспечивает эффективное и надёжное решение задач за счёт избыточности состава алгоритмов, их решения и является удобным и эффективным средством достижения целей, формируемых пользователем. В его составе реализовано значительное число основных и вспомогательных функций.

К основным функциям относятся:

1) расчёт установившегося режима ЭЭС при детерминированном характере информации с учётом и без учёта изменения частоты (модификации метода Ньютона - Рафсона);

2) расчёт предельного установившегося режима при различных способах утяжеления и критериях завершения;

3) расчёт допустимого установившегося режима;

4) расчёт оптимального установившегося режима

- по потерям активной и реактивной мощности в сети ЭЭС;

- по издержкам на выработку электроэнергии;

5) получение требуемых значений для отдельных параметров режима (модулей напряжения, активных и реактивных генераций и т. д.) с выбором состава компонент вектора решения;

6) определение «слабых мест» в сети ЭЭС и анализ на этой основе предельных режимов;

7) формирование эквивалента расчётной схемы ЭЭС, полученного при исключении заданного числа узлов (метод Уорда);

8) получение эквивалента расчётной схемы сети, адаптивного к заданным расчётным условиям и определение функциональных характеристик отбрасываемой сети, включаемых в граничные узлы;

9) расчёт статической аperiodической устойчивости режима ЭЭС на основе анализа коэффициентов характеристического уравнения;

10) анализ динамической устойчивости режима ЭЭС относительно заданной совокупности расчётных возмущений при учёте широкого набора средств ПА как традиционных, так и перспективных с возможностью моделирования производных законов их управления.

К вспомогательным функциям относятся:

1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;

2) корректировка состава элементов расчётной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчётных условий,

3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчётных схемах сети ЭЭС;

4) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;

ПВК имеет следующие основные технические характеристики:

- предельный объём расчётных схем определяется располагаемыми ресурсами памяти ЭВМ и для текущей версии ПВК составляет не менее 600 узлов и 1000 ветвей;

- имеются программные средства для настройки и генерации ПВК на требуемый состав элементов и объём расчётных схем сети.

Величины нагрузок узлов сети показаны в таблице.

Таблица 28 – Нагрузки в узлах схемы, МВА

Подстанция	Узел	Максимум	Минимум
Насосная	7	10,53 + j 4,19	7,38 + j 2,933
Лучегоorsk	8	34,35 + j 13,74	24,066 + j 9,61
В.Перевал	9	1,7 + j 1,274	1,191 + j 1,035
Водозабор	10	1,61 + j 1,206	1,128 + j 0,98

Таблица 29 – Удельные сопротивления и проводимости проводов ВЛ

Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
АС – 150	0,198	0,406	2,76
АС – 120	0,249	0,427	2,66
АС – 95	0,306	0,434	2,61

Полностью протокол расчета режимов с помощью ПВК SDO-6 приведен в Приложении А, Б, В.

16 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов. Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность проектируемого объекта в целом (без учета источников финансирования), проводится отбор наилучших вариантов осуществления проекта.

16.1 Описание проектируемой сети

Питание подстанций Лучегорск, Насосная, Водозабор, Перевал осуществляется от распределительного устройства 110 кВ тепловой электрической станции ЛутЭК, которое представляет собой две рабочие системы шин с обходной системой. Подстанция Лучегорск запитана непосредственно от этого РУ двухцепной воздушной линией электропередачи и проводом марки АС120/24.

Между подстанцией и электростанцией ВЛ имеет отпаечное отсоединение в сторону подстанции Насосная, на которой так же установлено два трансформатора. Подстанция Лучегорск имеет три уровня номинальных напряжений 110/35/10,5 кВ и два трехобмоточных трансформатора, при этом от среднего напряжения получает питание одноцепная линия электропередачи в сторону подстанций Водозабор и Перевал.

Распределительное устройство высокого напряжения подстанции Лучегорск имеет вид сдвоенного блока линия выключатель с неавтоматической перемычкой между ними, которая может быть задействована при отключении какой либо из двух цепей с целью повышения надежности электроснабжения в ремонтном либо аварийном режиме. На подстанции Насосная со стороны высокого напряжения также установлен сдвоенный блок с перемычкой, только в этом случае роль выключателей выполняют отделители.

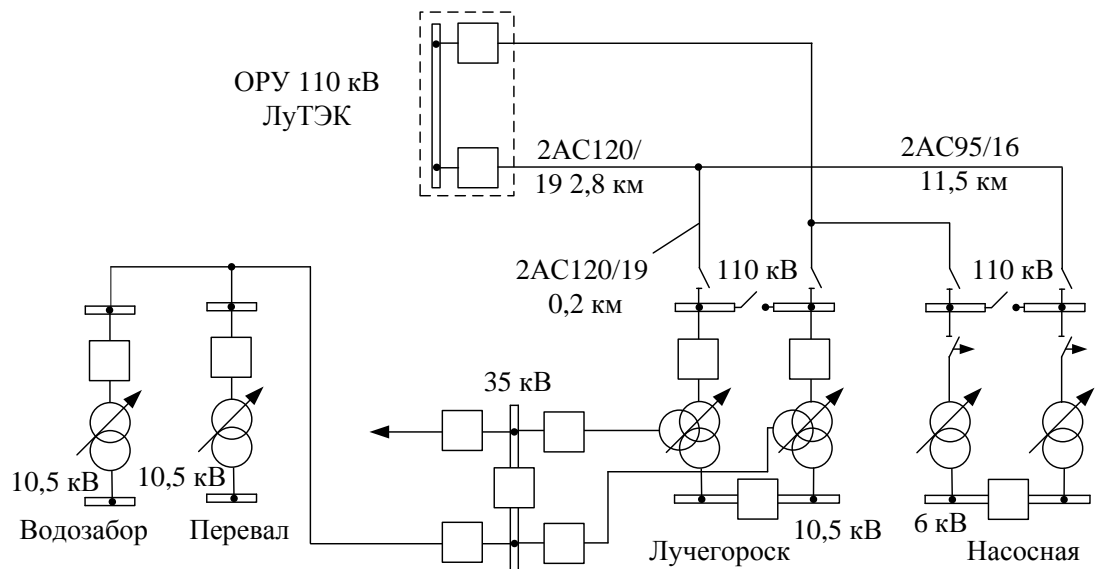


Рисунок 12 - Схема сети до реконструкции

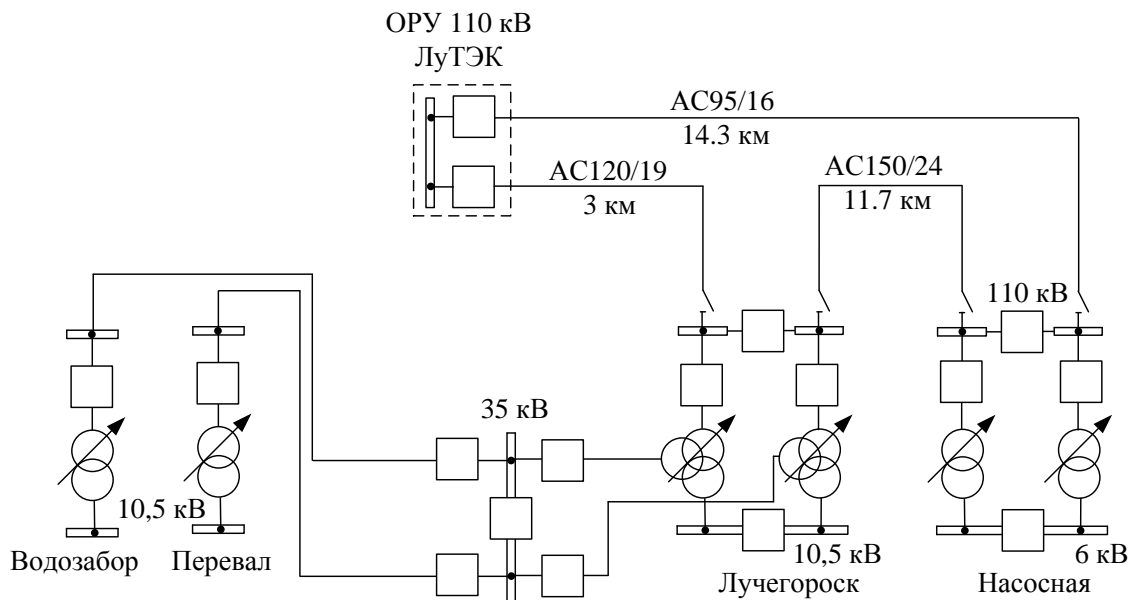


Рисунок 13 - Схема сети после реконструкции

При необходимости вывода в ремонт какого либо оборудования подстанции отделители отключаются после того как отключается выключатель на РУ ВН ЛуТЭК. Такая схема давно не применяется на вновь вводимых подстанциях и требует замены на более практичные и безопасные выключатели. Подстанция Насосная имеет два двухобмоточных трансформатора с номинальным напряжением низкой стороны 6 кВ.

Подстанции Водозабор и Перевал имеют такую же схему электроснабжения что и вышеуказанные две подстанции однако здесь линия электропередачи имеет номинальное напряжение 35 кВ. На каждой подстанции установлено по одному двухобмоточному трансформатору мощностью 1 МВА.

В качестве реконструкции предполагается запитка подстанции Перевал непосредственно от РУ СН подстанции Лучегорск.

16.2 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества (после регистрации прав собственности) будет ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

16.3 Затраты на реализацию

Затраты на капитальное вложение вычисляются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (67)$$

где E – норматив дисконтирования (устанавливается РАО ЕЭС «Востока» как рекомендация и утверждается советом директоров и генеральным директором Общества), $E=0.16$;

K – капиталовложение на сооружение сети;

I – эксплуатационные издержки.

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (68)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (69)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$ – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:
 – выкуп земли
 – благоустройство территории
 – подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l \quad (70)$$

где K_0 – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{\text{ЭР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} \quad (71)$$

где $I_{\text{ЭР}}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования;

$I_{\text{АМ}}$ – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{\text{ЭР}} = I_{\text{ЭР.ВЛ}} + I_{\text{ЭР.ПС}} = \alpha_{\text{ЭР.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭР.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (72)$$

где $\alpha_{\text{ЭР.ВЛ}} = 0,65\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ;

$\alpha_{\text{ЭР.ПС}}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций (выбирается по напряжению).

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ.}\Sigma}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС.}\Sigma}}{T_{\text{СЛ2}}} \quad (73)$$

где $T_{\text{СЛ1}} = 15 \text{ лет}$ – период службы для ВЛ;

$T_{сл2} = 20 \text{ лет}$ – период службы для ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (74)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 1280 \text{ рубль/(МВт} \cdot \text{ч)}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии

(Согласно постановлению управления по тарифам Приморского края)

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР}. \quad (75)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{ТР}$ – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{\dot{E}O}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{КОР}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{\dot{O},\zeta}^2 + Q_{\text{неск.}\dot{O},\zeta}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\zeta} + \frac{P_{\dot{O},\bar{e}}^2 + Q_{\text{неск.}\dot{O},\bar{e}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\bar{e}} \quad (76)$$

где $P_{\dot{O},\zeta}$, $Q_{\text{неск.}\dot{O},\zeta}$, $P_{\dot{O},\bar{e}}$, $Q_{\text{неск.}\dot{O},\bar{e}}$ – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

T_{ζ} , $T_{\bar{e}}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{\dot{A}\dot{E}}$ – сопротивление линии.

Потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{\dot{O},\zeta}^2 + Q_{\text{неск.}\dot{O},\zeta}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{\zeta} + \frac{P_{\dot{O},\bar{e}}^2 + Q_{\text{неск.}\dot{O},\bar{e}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{\bar{e}} + \Delta P_{XX} \cdot T_{Г} \quad (77)$$

где $P_{\dot{O},\zeta}$, $Q_{\text{неск.}\dot{O},\zeta}$, $P_{\dot{O},\bar{e}}$, $Q_{\text{неск.}\dot{O},\bar{e}}$ – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{ТР}$ – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

ΔP_{XX} – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов данной ПС.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta W_{BK} + \Delta W_{CK} \quad (78)$$

где $\Delta W_{A\hat{E}}$ – потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{N\hat{E}}$ – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем стоимость открытых распределительных устройств на подстанциях

$$K_{ОРУ} = 101100 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость трансформаторов

$$K_{ТР} = 54720 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость компенсирующих устройств

$$K_{КУ} = 7680 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции

$$K_{ПОСТ} = 32500 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем капиталовложение на строительство подстанции:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} = 196000 \text{ тыс. руб.} \quad (79)$$

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии Луче-горск - Насосная:

$$K_{ВЛ} = K \cdot l \cdot K_{инф.} = 64 \cdot 11,7 \cdot 60 = 54912 \text{ тыс. руб.}$$

Вычисляем общие капиталовложение на сооружение сети:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 250912 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{\text{ЭР}} = \alpha_{\text{ЭР}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭР.ЛС}} \cdot K_{\text{ЛС}} = 10690 + 12034 = 22724$$

Находим суммарные потери электроэнергии (МВт×час):

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТП}}) \times T_{\text{Год}} = 31485$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 31485 \times 1280 = 40300 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{\text{ЭР}} + I_{\Delta W} = 63024 \text{ тыс. руб.}$$

Окончательно вычисляем затраты на капитальное вложение:

$$З = E \cdot K + I = 0.1 \cdot 250912 + 63024 = 88115.2 \text{ тыс. руб.}$$

16.4 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Реализовываться проект будет более года.

Расчет жизненного цикла:

Стадия проектирования – 1 год;

Строительство – 3 года (2017-2020);

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Безопасность

В данной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края на участке «ЛуТЭК – ПС Лучегорск – ПС Насосная – ПС Водозабор – ПС В. Перевал». После составления двух вариантов электрической сети и произведенных расчетов, а также на основании технико-экономических обоснования был выбран вариант 2. В варианте 2 предлагается подстанцию «Насосная» и «Лучгорск» объединить в кольцевую сеть напряжением 110 кВ.

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскрывание хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом. При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Приморского края ОАО ДРСК и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;

- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;

- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление. Так как в данной работе посвящена конструкции ОРУ 110 кВ подстанции «Насосная» рассмотрим заземление ОРУ ВН.

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети

(нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и т.д.

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных индуцированных перенапряжений от молниеотвода, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления подстанции.

По всей территории распределительного устройства, в удобных местах размещены устройства для подключения заземления пожарных стволов.

17.1.1. Техника безопасности при строительстве ВЛ. При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих , находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов , их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением , необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся , на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ , в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска , после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

17.2 Экологичность

В данной работе производится сооружение воздушной линии 110 кВ Лучегорск – Насосная

Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 110 – 1 + 9 с размером основания 7,5 м и максимальным расстоянием между фазами 8,5 м в количестве 9 шт.

Опора промежуточная: П 110 – 3, размер основания 2,8 м, расстояние между фазами 6,3 м в количестве 30 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и вре-

менное пользование:

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле (м²):

$$f_{пост} = n_a \cdot f_a + n_n \cdot f_n \quad (80)$$

где n_a , n_n - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

f_a , f_n - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору (м²);

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле (м²):

$$f_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (7,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (7,5 + 2 \cdot 1,5) = 110,25$$

$$f_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (2,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (2,8 + 2 \cdot 1,5) = 33,64$$

где Δ - расстояние от основания опоры в обе стороны, тк ВЛ проходит в лесо – степи, местность равнинная, принимаем значение 1,5 м (согласно «Нормам отвода земли под электрические сети напряжением 0,38 – 750 кВ»)

Площадь земли отводимой под постоянное пользование (м²):

$$f_{пост} = n_a \cdot f_a + n_n \cdot f_n = 9 \cdot 110,25 + 30 \cdot 33,64 = 2,0 \cdot 10^3$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$f_{вэс} = f_{вс} + f_{вмн} \quad (81)$$

где $F_{вс}$, $F_{вмн}$ - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки (м²);

$$f_{вс} = L \cdot l = 11700 \cdot 10,3 = 120,51 \cdot 10^3 \quad (82)$$

где L – длина воздушной линии согласно расчетных данных (м):

l – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ (м):

$$l = l_{\phi} + 4 = 6,3 + 4 = 10,3 \quad (83)$$

где l_{ϕ} – максимальное расстояние между фазами промежуточной опоры (м):

Площадь отводимая под монтажные площадки (м²):

$$f_{\text{вмн}} = n_a \cdot f_{\text{мта}} + n_n \cdot f_{\text{мтн}} \quad (84)$$

где $f_{\text{мта}}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей опоры (согласно нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ) $F_{\text{мта}} = 800$ (м²)

$f_{\text{мтн}}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 110 кВ (согласно нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ) $F_{\text{мтн}} = 560$ (м²):

$$f_{\text{вмн}} = 9 \cdot 800 + 30 \cdot 560 = 24 \cdot 10^3$$

Суммарная площадь под временное пользование (м²):

$$f_{\text{взс}} = f_{\text{вс}} + f_{\text{вмн}} = 120,51 \cdot 10^3 + 24 \cdot 10^3 = 144,51 \cdot 10^3 \quad (85)$$

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

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

На подстанции «Насосная» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН-6300/110 с размерами (м) 5,8×4,2×5,0 и массой масла 10,5 т.

При расчете маслоприемника должны соблюдаться следующие требования: габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5

м, объем маслоприемника рассчитывается на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор, маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле (м³):

$$v_{mpm} = \frac{m}{\rho} = \frac{10,5}{0,88} = 11,932 \quad (86)$$

где m – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 12,5 т

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле (м²)

$$s_{mn} = (a + 2 \cdot \Delta) \cdot (b + 2 \cdot \Delta) = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,2 + 2 \cdot 1,5) = 63,36$$

где a , b – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (согласно ПУЭ 4.2.69)

Площадь боковой поверхности трансформатора (м²):

$$s_{\sigma n} = (a + b) \cdot 2 \cdot h = (5,8 + 4,2) \cdot 2 \cdot 5 = 100 \quad (87)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n (0,2 л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (1800 сек) (согласно ПУЭ 4.2.69):

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара (м³)

$$v_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (s_{\text{мн}} + s_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,36 + 100) \cdot 10^{-3} = 58,81$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды (м³)

$$v_{\text{ммH2O}} = v_{\text{тр.м}} + 0,8 \cdot v_{H2O} = 11,932 + 0,8 \cdot 58,81 = 58,98 \quad (88)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $v_{\text{ммH2O}}$

$$h_{\text{мн}} = \frac{v_{\text{ммH2O}}}{s_{\text{мн}}} = \frac{58,98}{63,36} = 0,931 \quad (89)$$

Высота гравийной подушки согласно ПУЭ 4.2.69 (м)

$$h_2 = 0,25$$

Высота воздушной прослойки согласно ПУЭ 4.2.69 (м)

$$h_{\text{ен}} = 0,05$$

Полная высота маслоприемника (м)

$$h_{\text{н.мн}} = h_{\text{мн}} + h_{\text{ен}} + h_2 = 0,931 + 0,05 + 0,25 = 1,231 \quad (90)$$

17.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность.

В связи с тем, что на ПС «Лучегоorsk» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и ком-

муникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетуши-

теля типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°С.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен вариант реконструкции части энергосистемы Приморского края, включающей в себя подстанции «Лучегорск», «Насосная», «В. Перевал», «Водозабор». Был проведен анализ конкурентоспособных вариантов реконструкции сети и принят оптимальный вариант.

Был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций до и после реконструкции.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в чести защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.

- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.
- 23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),