МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент, Зам. Нач. ЧДЭ
_____/ Л.Н. Логачев /
«_____» _____20____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
«_____» _____20____ г.

Анализ сети 110 кВ горнозаводского района с реконструкцией подстанции 110/10 кВ

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 30906213. ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент
_____/ В.В. Тарасенко /
«_____» _____20____ г.

Автор
студент группы ПЗ – 571
_____/ В.В. Гатаулин/
«_____» _____20____ г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент
_____/В.В. Тарасенко /
«_____» _____20____ г.

Челябинск 2017

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Заочный
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

_____Гатаулин Виктор Валерьевич_____
(Ф. И.О. полностью)

Группа_ПЗ-571___

1. Тема выпускной квалификационной работы

___Анализ сети 110 кВ горнозаводского района с реконструкцией_____ подстанции 110/10 кВ._____

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. №_____

2. Срок сдачи студентом законченной работы_____

3. Исходные данные к работе

Схема существующей электрической сети. Параметры воздушных линий:_____ марки, длины. Типы, число и мощность трансформаторов. Нагрузки сети_____

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1) Анализ существующей сети, балансы активных и реактивных мощностей.

2) Выбор варианта развития сети.

3) Расчет характеристик режимов выбранного оптимального варианта.

4) Выбор схемы главных электрических соединений подстанции, числа и мощности трансформаторов, высовольтного оборудования

5) Расчет характерных режимов сети

6) Выбор отпаек на трансформаторах.

7) Молниезащита подстанции

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1):

1) Схема подключения подстанции_____1 лист

2) Карта режимов (максимальный, минимальный, послеаварийный)_____ 2 листа

3) Схема электрической сети ____ _____ 1 лист

4) Схема ОРУ_____1лист

Всего _5_листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания_____

Руководитель_____

(подпись)

Задание принял к исполнению_____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1) Анализ существующей сети	1 неделя	
2) Выбор варианта развития схема	2 неделя	
3) Расчет режимов	3 неделя	
4) Выбор отпаек на трансформаторах	4 неделя	
5) Разработка подстанции	5 неделя	
6)Молниезащита подстанции	6 неделя	
7)Оформление проекта	7 неделя	

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/_____/

Студент _____/_____/

АННОТАЦИЯ

Гатаулин В.В. Анализ сети 110 кВ горнозаводского района с подключением подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ; 2017, 80 с., 12 ил., 34 табл., библиог. список - 11 наименований, 5 листов чертежей ф. А1.

В данном проекте после анализа существующей сети разработан проект ее развития, связанный с вводом новых потребителей и реконструкцией подстанции.

На первом этапе составляется баланс активных и реактивных мощностей с учетом ввода новых промышленных объектов. Далее предлагается рациональные варианты схем электрической сети, из которых выбирается два наиболее выгодных и перспективных. По результатам технико-экономических расчётов выбирается наиболее оптимальный. Для выбранного варианта рассчитываются параметры режимов работы сети и предлагаются меры по их оптимизации. Обеспечение необходимого качества электроэнергии в сети и выбор средств для регулирования напряжения.

Разработанный проект обеспечивает надежное и качественное электроснабжение потребителей с минимальными потерями мощности и падением напряжения, расходы на его сооружение минимальны.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА
1.1 Балланс активной мощности 10
1.2 Балланс реактивной мощности 12
1.3 Анализ сети 35 кВ электрической сети района 15
1.3.1 Проверка сети по допустимому току 15
1.3.2 Проверка по допустимой потере напряжения 16
1.4 Анализ работы трансформаторов…… 19
2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА
2.1 Выбор конфигурации схемы сети 24
2.2 Выбор номинального напряжения для проектируемой сети 30
2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов 32
2.4 Выбор сечения проводов 37
2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ 39
3 РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ 43
3.1 Расчёт приведённых нагрузок для расчётной схемы замещения электрической сети……..... 44
3.2 Расчёт установившихся режимов 49
4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК НА ТРАНСФОРМАТОРАХ 52
5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «ГОРНАЯ» 60
5.1 Выбор схемы РУ ВН……... .62
5.2 Выбор схемы РУ НН……... 63
5.3 Выбор трансформаторов п/ст «Горная»……..65
5.4 Выбор линий электропередач…….....67
5.5 Выбор коммутационной аппаратуры……..…68
5.6 Выбор ограничителей перенапряжения……..73
6 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ «ГОРНАЯ»……76

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является развитие электрических сетей – линий электропередачи и подстанций. Поэтому проектирование электроэнергетических систем требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономическому обоснованию решений, определяющих состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надежность работы системы в целом и ее отдельных элементов.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

1) Однолинейная электрическая схема соединений существующей сети, на которой указываются параметры оборудования.

Данные о расположении новых объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о расположении новых объектов

Длины новых линий, км					
$II^{/}$	$II^{//}$	$6^{/}$	$6^{//}$	$7^{/}$	$7^{//}$
50	50	20	30	30	25

2) Мощности нагрузок сети в режиме наибольших нагрузок $P_{макс}$ и коэффициенты мощности tgφ представлены в таблице 2. Для режима минимальных нагрузок уменьшаем наибольшие значения мощности до 0,7. Все потребители относятся ко 2-й категории надежности электроснабжения. Число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ = 6000 ч.

Таблица 2 – Мощности и коэффициенты мощности нагрузок сети

п/ст 2 ш110 кВ P_2/ tgφ	п/ст 3 ш110 кВ P_3/ tgφ	п/ст 4 ш.35 кВ P_4/ tgφ	п/ст 41 ш.35 кВ P_{41}/ tgφ	п/ст 42 ш.35 кВ P_{42}/ tgφ	п/ст 5 ш110 кВ P_5/ tgφ	п/ст 6 ш110 кВ P_6/ tgφ	п/ст 7 ш110 кВ P_7/ tgφ	ЭС-1 ш10,5кВ $P_{ЭС-1}$/ tgφ	ЭС-2 ш.ВН $P_{ЭС-2}$/ tgφ
37/0,64	43/0,56	35/0,56	3/0,48	5/0,62	30/0,48	57/0,33	31/0,48	55/0,64	70/0,51

3) Мощность генераторов электростанции I составляет (2х25+60). Для вновь проектируемой ЭСII мощность и количество устанавливаемых генераторов задаются в табл. 3.

Таблица 3 – Мощность и количество устанавливаемых генераторов

$n\times P_{номГ}$
2х60+110

4) Точка примыкания проектируемого района к электрической сети системы (п\ст1) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее задаются значения напряжения $U_{БУ}$ в режиме максимальных и минимальных нагрузок, а также в послеаварийном режиме:

Таблица 4 – Характеристика балансирующего узла

$U_{П/СТ1}$		
$U_{МАКС}, кВ$	$U_{МИН}, кВ$	$U_{ПАВ}, кВ$
115	113	110

5) Токи короткого замыкания.

Ток	ВН	НН
$I_{к, кА}$	3,362	11,517
$i_{a(0). кА}$	4,775	16,286
$i_{у, кА}$	7,74	29,797

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.

1.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько нужно потребителям с учетом потерь при передаче, то есть должен соблюдаться баланс по активным мощностям при неизменной частоте:

$$\sum P_Г = \sum P_П \ , \qquad (1)$$

где $\sum P_Г$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_П$ - суммарная потребляемая мощность.

Баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе обеспечивается за счет обменной мощности соседней системы (п/ст 1).

Баланс активных мощностей рассматриваем для режима максимальных нагрузок ($P_н = P_{н.макс}$).

$$\sum P_П = \sum P_н + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_л + \sum \Delta P_т \ , \qquad (2)$$

где $\sum P_н$ - нагрузки потребителей;

$\sum P_{сн}$ - нагрузка собственных нужд электростанций;

$\sum \Delta P_л$ - потери мощности в линиях;

$\sum \Delta P_т$ - потери мощности в трансформаторах.

Суммарные потери активной мощности в линиях принимаем 3%, в трансформаторах 1,4% от мощности всех нагрузок. Расход активной мощности на собственные нужды принимаем из [2] 6% от установленной мощности генераторов исходя из того, что считаем ЭС-1 газомазутной ТЭЦ, а ЭС-2 – пылеугольной КЭС.

Определим суммарную активную мощность всех нагрузок в системе:

$$\sum P_н = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{ЭС-1} + P_{ЭС-2} \ , \qquad (3)$$

$$\sum P_н = 37 + 43 + 35 + 3 + 5 + 30 + 57 + 31 + 55 + 70 = 366 \ (МВт) \ .$$

Активная мощность источников:

$P_{гЭС\text{-}1}$ = 110 МВт,

$P_{гЭС\text{-}2}$ = 230 МВт.

Расход активной мощности на собственные нужды:

$P_{сн.1}$ = 0,06·110 = 6,6 (МВт),

$P_{сн.2}$ = 0,06·230 = 13,8 (МВт).

Суммарные потери активной мощности в линиях:

$$\sum \Delta P_{л} = 0,03 \cdot \left(\sum P_{н} - P_{ЭС-1} - P_{ЭС-2} - P_{с.н1} - P_{с.н2} - \Delta P_{тЭС-1} - \Delta P_{т\,ЭС\text{-}2} \right). \quad (4)$$

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{т} = \Delta P_{т4} + \Delta P_{т6} + \Delta P_{т7} + \Delta P_{тЭС-1} + \Delta P_{тЭС-2}, \quad (5)$$

$$\Delta P_{т4} = 0,014 \cdot (35 + 5 + 3) = 0,602 \ (МВт),$$

$$\Delta P_{т6} = 0,014 \cdot 57 = 0,798 \ (МВт),$$

$$\Delta P_{т7} = 0,014 \cdot 31 = 0,434 \ (МВт),$$

$$\Delta P_{тЭС-1} = 0,014 \cdot (P_{г1} - P_{сн.1} - P_{ЭС-1}), \quad (6)$$

$$\Delta P_{тЭС-1} = 0,014 \cdot (110 - 6,6 - 55) = 0,678 \ (МВт),$$

$$\Delta P_{тЭС-2} = 0,014 \cdot (P_{г2} - P_{сн.2}), \quad (7)$$

$$\Delta P_{тЭС-2} = 0,014 \cdot (230 - 13,8) = 3,027 \ (МВт),$$

$$\sum \Delta P_{т} = 0,602 + 0,798 + 0,434 + 0,678 + 3,027 = 5,539 \ (МВт),$$

$$\sum \Delta P_{л} = 0,03 \cdot \left(372 - 70 - 55 - 6,6 - 13,8 - 0,678 - 3,027\right) = 6,837 \ (МВт),$$

$$\sum P_{п} = 366 + 6,6 + 13,8 + 5,539 + 6,837 = 398,776 \ (МВт),$$

$$\sum P_{г} = 110 + 230 = 340 \ (МВт).$$

По балансу необходимая потребляемая мощность в балансирующем узле:

$$P_{с} = \sum P_{г} - \sum P_{п}, \quad (8)$$

$$P_{с} = 340 - 398,776 = -58,776 \ (МВт).$$

В итоге получаем, что генерируемая на электростанциях сети мощность меньше потребляемой мощности.

1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивных мощностей в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_г + \sum Q_з \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_П \,, \qquad (9)$$

где $\sum Q_г$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_з$ - зарядная мощность линий;

$Q_{ку}$ - реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_c - величина обменной реактивной мощности (определяется заданным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\mathrm{tg}\varphi_c$).

Баланс реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок: $Q_H = Q_{H(макс)}$.

$$\sum Q_П = \sum Q_н + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_л + \sum \Delta Q_T \,, \qquad (10)$$

где $\sum Q_н$ - суммарная нагрузка потребителей реактивной мощности;

$\sum Q_{сн}$ - нагрузка собственных нужд электростанций;

$\sum \Delta Q_л$ - суммарные потери мощности в линиях передачи;

$\sum \Delta Q_T$ - суммарные потери мощности в трансформаторах.

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем 5% от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют 7% от полной мощности, проходящей через трансформатор. Расход реактивной мощности на собственные нужды оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\mathrm{tg}\varphi_{сн} = 0{,}7$.

Коэффициент мощности для генераторов электрических станций $\cos\varphi_г = 0{,}8$, $\mathrm{tg}\varphi_г = 0{,}75$. Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями $\sum Q_з$, примем: для одноцепных линий 110 кВ - $30\frac{кВАр}{км}$, для 220 кВ-$120\frac{кВАр}{км}$.

$$\sum Q_{з110} = 0{,}03 \cdot (2 \times 70 + 2 \times 40 + 35 + 55 + 45 + 50 + 20 + 30 + 30 + 25 +) =$$
$$= 15{,}3 (МВАр)$$

$$\sum Q_{з220} = 0,12 \cdot (50+50) = 12(MBAp)$$

Определим суммарную потребляемую нагрузками реактивную мощность:

$$\sum Q_н = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_{ЭС-1} + Q_{ЭС-2} =$$
$$= P_2 \cdot tg\phi_2 + P_3 \cdot tg\phi_3 + P_4 \cdot tg\phi_4 + P_{41} \cdot tg\phi_{41} + P_{42} \cdot tg\phi_{42} + P_5 \cdot tg\phi_5 + \quad (11)$$
$$+ P_6 \cdot tg\phi_6 + P_7 \cdot tg\phi_7 + P_{ЭС-1} \cdot tg\phi_{ЭС-1} + P_{ЭС-2} \cdot tg\phi_{ЭС-2},$$

$$\sum Q_н = 23,68 + 24,08 + 19,6 + 1,44 + 3,1 + 14,4 + 18,81 + 14,88 + 35,2 +$$
$$+35,7 = 190,89 \ (MBAp).$$

Расход реактивной мощности на собственные нужды:

$$Q_{сн} = P_{сн} \cdot tg\varphi_{сн}, \quad (12)$$

$$Q_{сн1} = 6,6 \cdot 0,7 = 4,62(MBAp).$$

$$Q_{сн2} = 13,8 \cdot 0,7 = 9,66 \ (MBAp).$$

Суммарные потери реактивной мощности в линиях:

$$Q_{линий} = \left(\sum Q_Г + Q_з - Q_{ЭС-1} - Q_{ЭС-2} - Q_{с.н1} - Q_{с.н2} - \Delta Q_{тЭС-1} - \Delta Q_{т\,ЭС\text{-}2}\right). \quad (13)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_T = \Delta Q_{T4} + \Delta Q_{T6} + \Delta Q_{T7} + \Delta Q_{T,ЭС-1} + \Delta Q_{T,ЭС-2}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{т4} = 0,07 \cdot \left|\underline{S}_4 + \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}\right|, \quad (15)$$

$$\Delta Q_{T4} = 0,07 \cdot \sqrt{(35+3+5)^2 + (19,6+1,44+3,1)^2} = 3,45 \ (MBAp),$$

$$\Delta Q_{T6} = 0,07 \cdot \sqrt{57^2 + 18,81^2} = 4,2 \ (MBAp),$$

$$\Delta Q_{T7} = 0,07 \cdot \sqrt{31^2 + 14,88^2} = 2,41 \ (MBAp),$$

$$\Delta Q_{T,ЭС-1} = 0,07 \cdot \left(\sqrt{(110-6,6-55)^2 + (88-4,62-35.2)^2}\right) = 4,78 \ (MBAp),$$

$$\Delta Q_{T,ЭС-2} = 0,07 \cdot \left(\sqrt{(230-13,8)^2 + (184-9,66)^2}\right) = 19,44 \ (MBAp),$$

$$\sum \Delta Q_T = 3,45 + 4,2 + 2,41 + 4,78 + 19,44 = 34,28 \ (MBAp),$$

$$Q_{линий} = \left(272 + 15,3 + 12 - 35,2 - 35,7 - 4,62 - 9,66 - 4,78 - 19,44\right) = 189,9 \ (\text{MBAp}),$$

$$\Delta Q_л = 0,05 \cdot \sqrt{194,6^2 + 189,9^2} = 13,6 \ (\text{MBAp}),$$

$$\sum Q_n = 189,9 + 14,28 + 13,6 + 34,28 = 253,1 \ (MBAp).$$

Определим суммарную реактивную мощность, вырабатываемую генераторами:

$$Q_{гЭС} = P_{гЭС} \cdot tg\varphi_г, \quad (16)$$

$$Q_{гЭС-1} = 110 \cdot 0,8 = 88 \ (MBAp),$$

$$Q_{гЭС-2} = 230 \cdot 0,8 = 184 \ (MBAp),$$

$$\sum Q_г = 88 + 184 = 272 \ (MBAp).$$

Определим величину избыточной реактивной мощности:

$$Q_{изб} = \sum Q_г + \sum Q_з - \sum Q_n, \quad (17)$$

$$Q_{изб} = 272 + 15,3 + 12 - 252,06 = 47,24 \ (MBAp).$$

Таким образом, мощность в базисном узле $P_c + jQ_c$ = -58,78+j47,24 (МВА). При этом коэффициент мощности системы $tg\varphi_c = \frac{Q_c}{P_c} = \frac{47,24}{58,78} = 0,79$. Заданный коэффициент мощности системы ($tg\phi_C = 0...0.35$) не обеспечивается, поэтому необходимо устанавливать дополнительные КУ, работающие в режиме потребления реактивной мощности или изменять предел реактивной мощности на электростанции.

Чтобы выполнялось условие $tg\phi_C = 0...0.35$ необходимо выполнение условия $Q_C = 20,57 \ (MBAp)$(при $tg\phi_C = 0,35$) , то есть необходимо уменьшить выработку реактивной мощности на ЭС-2, путём уменьшения тока возбуждения, на величину 26,67 МВАр. Выработка составит $Q_{гЭС-2} = 157,33 \ (MBAp)$. Проверим генератор по устойчивой работе $tg\phi_{гЭС\text{-}2} = \frac{Q_{гЭС\text{-}2}}{P_{гЭС-2}} = \frac{157,33}{230} = 0,684$, зная $tg\varphi_{гЭС-2}$ находим $\cos\phi_{гЭС\text{-}2} = 0,825$. По условиям устойчивой работы генератора данная величина $\cos\varphi_{гЭС-2}$ является допустимой.

Мощность в балансирующем узле (п/ст 1):

$P_C + jQ_C = -58,78 + j20,57$ (MBA), тогда коэффициент мощности системы: $\text{tg}\phi_C = \frac{Q_C}{P_C} = \frac{20,57}{58,78} = 0,35$ что удовлетворяет заданному договорному коэффициенту мощности соседней энергосистемы.

1.3 Анализ сети 35 кВ электрической сети района

Сеть 35 кВ кольцевая, источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4 (рисунок 1). Это сеть местного значения, поэтому расчеты проводим упрощенно. Необходимость реконструкции определяется по двум условиям:

1) по допустимому току: $I_{нб.i} \leq I_{доп}$;
2) по допустимой потере напряжения: $\Delta U_{нб.i} \leq \Delta U_{доп}$.

1.3.1 Проверка сети по допустимому току

При проверке сети по допустимому току необходимо рассмотреть все возможные послеаварийые режимы работы сети.

Сеть 35 кВ изображена на рисунке 1. Обозначим для удобства линии: $Л_{4-41}$, $Л_{4-42}$, $Л_{41-42}$, результаты расчета сведем в таблицу 5.

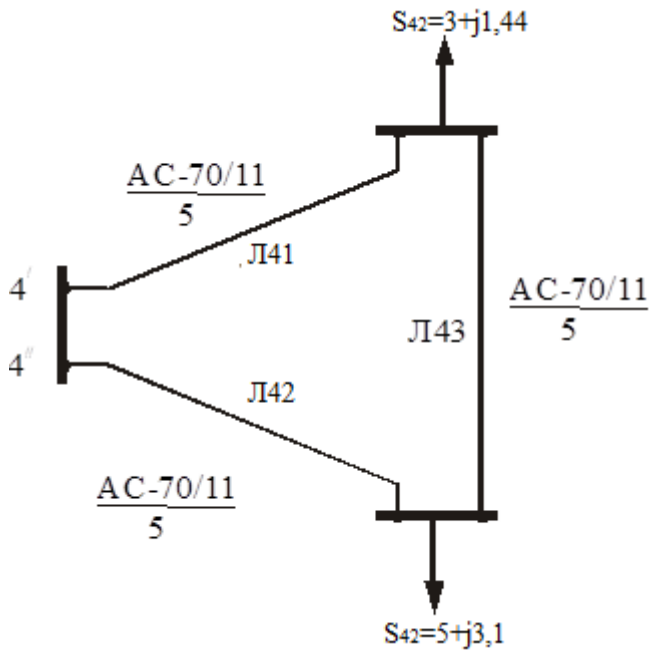

Рисунок 1 – Сеть 35 кВ

Таблица 5 – Проверка линий по нагреву в аварийных режимах

№ линии	Л41	Л42	Л43
S,МВА / № отк.лин	$P_1 + jQ_1$, МВА	$P_2 + jQ_2$, МВА	$P_3 + jQ_3$, МВА
Л41	-	8,48+j4,97	3,03+j1,45
Л42	8,76+j5,25	-	5,11+j3,19
Л43	3,07+j1,45	5,17+j3,23	-
$I_{НБ.ПАВ}$, А	168	162	99
$n_C F_C$	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11
$I^C_{ДОП}, A$	265	265	265

Из таблицы видно, что в аварийных режимах максимальные токи не превышают допустимых величин, следовательно, реконструкции сети по линиям не требуется.

1.3.2 Проверка по допустимой потере напряжения

Разрежем сеть по п/ст 4. Полученная схема представлена на рисунке 3.

Рассчитаем параметры линий:

$$r = r_0 \cdot l\ , \quad x = x_0 \cdot l. \tag{18}$$

Л43: АС-70/11, l = 8 (км).

r_0 = 0,422 (Ом/км); r_1 = 0,422·8 = 3,376 (Ом).

x_0 = 0,432 (Ом/км); x_1 = 0,432·8 = 3,552 (Ом).

Аналогично рассчитываются параметры схемы замещения для остальных линий. Результаты занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры линий

Линия	r, (Ом)	x, (Ом)
41	8,44	8,88
42	6,33	6,66
43	3,376	3,552

Рассчитываем потоки мощности на головных участках передачи по правилу моментов:

$$S_1 = \frac{\left(S_{41}\cdot\left(\overset{*}{Z}_2+\overset{*}{Z}_3\right)+S_{42}\cdot\left(\overset{*}{Z}_2\right)\right)}{\overset{*}{Z}_1+\overset{*}{Z}_2+\overset{*}{Z}_3}, \qquad (19)$$

$$S_1 = \frac{\left((3+j1,44)\cdot\left(6,33-j6,66+3,376-j3,552\right)+(5+j3,1)\cdot\left(6,33-j6,66\right)\right)}{8,44-j8,88+6,33-j6,66+3,376-j3,552} = 3,349+j1,852(MBA),$$

$$S_2 = \frac{\left(S_{42}\cdot\left(\overset{*}{Z}_3+\overset{*}{Z}_1\right)+S_{41}\cdot\left(\overset{*}{Z}_1\right)\right)}{\overset{*}{Z}_1+\overset{*}{Z}_2+\overset{*}{Z}_3}, \qquad (20)$$

$$S_2 = \frac{\left(5+j3,1\right)\cdot\left(3,376-j3,552+8,44-j8,88\right)+(3+j1,44)\cdot\left(8,44-j8,88\right)}{8,44-j8,88+6,33-j6,66+3,376-j3,552} = 4,651+j2,688\ (MBA).$$

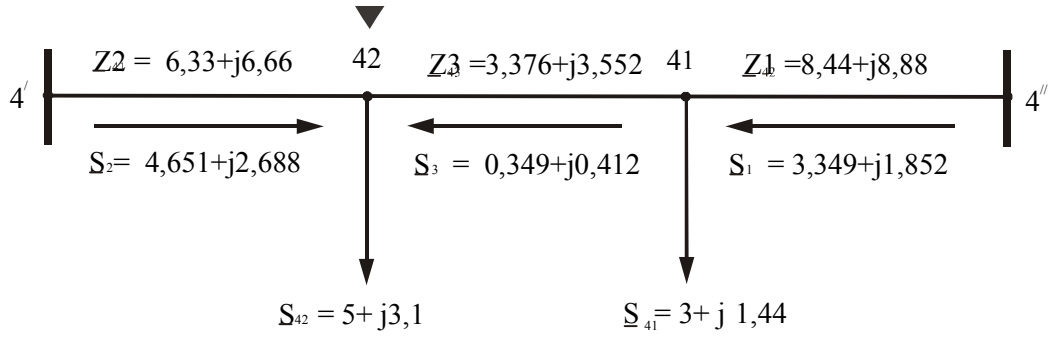

Рисунок 2 – Развёрнутая кольцевая схема сети 35 кВ

По балансу мощности находим:

$$\underline{S}_3 = S_1 - S_{41} = 3,349+j1,852-3-j1,44 = 0,349+j0,412\ (MBA).$$

Проверка: $\underline{S}_1+\underline{S}_2=\underline{S}_{41}+\underline{S}_{42}$,

4,651+j2,688+3,349+j1,852=5+j3,1+3+j1,44,

8+j4,54=8+j4,54.

Проверка сходится, значит потоки определены верно. На рисунке 2 отмечена точка потокораздела.

3) Наибольшую потерю напряжения в сети определим как сумму потерь напряжения на участках между источниками питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{4^{//}-41} + \Delta U_{41-42} = \Delta U_{4^{//}-42} \qquad (21)$$

При этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{ном}}, \qquad (22)$$

где P_i, Q_i, r_i, x_i – потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления соответственно.

$$\Delta U_{4^{//}-41} = \frac{3,349 \cdot 8,44 + 1,852 \cdot 8,88}{35} = 1,277 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{41-42} = \frac{0,349 \cdot 3,376 + 0,412 \cdot 3,552}{35} = 0,075 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{4^{/}-42} = \frac{4,651 \cdot 6,33 + 2,688 \cdot 6,66}{35} = 1,353 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{нб1} = \Delta U_{4^{//}-41} + \Delta U_{41-42} = 1,277 + 0,075 = 1,352 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{нб2} = \Delta U_{4^{/}-42} = 1,353 \ (кВ).$$

Допустимые потери напряжения по нормированным отклонениям напряжения на приемниках:

$$\Delta U_{доп} = 5\%,$$

$$\Delta U = \frac{1,353}{35} \cdot 100\% = 3,87\%.$$

Небольшое отклонение напряжения в 5% регулируется на потребителях с помощью отпаек на трансформаторах. Таким образом, условие выполняется, сеть реконструкции не подлежит.

Рассчитаем потери мощности для всех n участков сети:

$$\Delta \underline{S} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_i + jx_i), \qquad (23)$$

$$\Delta \underline{S} = \frac{4,651^2 + 2,688^2}{35^2} \cdot (6,33 + j6,66) + \frac{0,349^2 + 0,412^2}{35^2} \cdot (3,376 + j3,552) +$$

$$+ \frac{3,349^2 + 1,852^2}{35^2} \cdot (8,44 + j8,88) = 0,251 + j0,264 \ (МВА).$$

Определим нагрузку на шинах 35 кВ п/ст 4 в максимальном режиме работы системы:

$$\underline{S}_{35(\max)} = \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} + \Delta\underline{S}, \quad (24)$$

$$\underline{S}_{35(\max)} = 5 + j3{,}1 + 3 + j1{,}44 + 0{,}251 + j0{,}264 = 8{,}251 + j4{,}804 \ (MBA).$$

В минимальном режиме работы системы мощность найдем с использованием коэффициентов пропорциональности:

$$\underline{S}_{35(\min)} = 0{,}7 \cdot (\underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}) + 0{,}49 \cdot \Delta\underline{S}, \quad (25)$$

$$\underline{S}_{35(\min)} = 0{,}7 \cdot (8 + j4{,}54) + 0{,}49 \cdot (0{,}251 + j0{,}264) = 5{,}723 + j3{,}307 \ (MBA).$$

1.4 Анализ работы трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Аварийную перегрузку ($k_{ав}$) примем равной 140% на время максимума не более 5 суток.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, то при выборе трансформаторов на подстанции необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные ситуации.

1) трансформаторы на подстанции 4:

Для понижающих подстанций надежное электроснабжение обеспечивается, если:

$$\frac{S_{ав}}{(n_т - n_{отк}) \cdot S_т} \le k_{ав}, \quad (26)$$

где $n_т$, $S_т$ – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ – мощность в аварийном режиме, определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$\underline{S}_{нб} = k_м \cdot \underline{S}_{н(max)}, \quad (27)$$

где $k_м$ – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании принимаем $k_м = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$.

Определяем коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на п/ст 4 (2хТМТН-6,3/110):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_4 + \underline{S}_{35(max)} = 35 + j19,6 + 8,251 + j4,804 = 43,251 + j24,404 \ (MBA),$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{43,251^2 + 24,404^2}}{(2-1)\cdot 6,3} = 7,883 > 1,4.$$

Т.е. трансформатор при аварии будет загружен на 788 %. Такая перегрузка недопустима, поэтому необходима реконструкция.

Для проведения реконструкции требуется установка более мощных трансформаторов.

Определим их мощность:

$$S_m \geq \frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк})\cdot k_{ав}}, \quad (28)$$

$$S_m \geq \frac{49,66}{(2-1)\cdot 1,4} = 35,471 \ (MBA).$$

Принимаем к установке два трансформатора ТДТН-40000/110 (паспортные данные приведены в таблице 7):

Таблица 7 –Паспортные данные трансформатора ТДТН-40000/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные							Расчетные данные						
		$U_{ном}, кВ$			$U_к, \%$			ΔP_x, $кВт$	$R_T, Ом$			$x_T, Ом$			ΔQ_x, $кВАр$
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	40	115	34,5	10,5	10,5	17	6	43	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

Трансформатор имеет РПН $\pm 9 \times 1,78$ % в нейтрале ВН, а также ПБВ на стороне 34,5 $\pm(2 \times 2,5\%)$.

Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_з = \frac{49,66}{2 \cdot 40} = 0,62 < 0,7,$$

$$k_{ав} = \frac{49,66}{1 \cdot 40} = 1,24 < 1,4.$$

2) Электростанция 1:

Трансформатор, присоединенный к шинам генераторного напряжения:

Трансформатор должен обеспечивать выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме при работе всех генераторов, а также резервировать электроснабжение нагрузок шин 10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов.

Рассчитаем мощность, передаваемую через трансформатор в трех режимах работы:

а) Режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{\left(\sum P_г - p_{н(min)} - p_{сн}\right)^2 + \left(\sum Q_г - q_{н(min)} - q_{сн}\right)^2}, \quad (29)$$

где $\sum P_г$, $\sum Q_г$ – активная и реактивная мощности генераторов, работающих на сборные шины;

$p_{н(min)}$, $q_{н(min)}$ – активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме;

$p_{сн}$, $q_{сн}$ – активная и реактивная мощность собственных нужд двух генераторов, работающих на шины 10 кВ.

$$S_1 = \sqrt{\left(50 - 0,7 \cdot 55 - 50 \cdot 0,06\right)^2 + \left(50 \cdot 0,8 - 55 \cdot 0,8 \cdot 0,7 - 3 \cdot 0,7\right)^2} = 15,75(MBA).$$

б) Режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_г - p_{н(max)} - p_{сн}\right)^2 + \left(\sum Q_г - q_{н(max)} - q_{сн}\right)^2}, \quad (30)$$

где $p_{н(max)}$, $q_{н(max)}$ – активная и реактивная нагрузка в максимальном режиме;

$$S_2 = \sqrt{\left(50 - 55 - 3\right)^2 + \left(40 - 35,2 - 2,1\right)^2} = 8,443 \ (MBA).$$

в) Послеаварийный режим при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей:

$$S_3 = \sqrt{\left(\sum P_г - P_{г(max)} - p_{н(max)} - p_{сн}\right)^2 + \left(\sum Q_г - Q_{г(max)} - q_{н(max)} - q_{сн}\right)^2}, \quad (31)$$

где $P_{г(max)}$, $Q_{г(max)}$ – составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора питающего потребителя.

$$S_3 = \sqrt{\left(50-25-55-3\right)^2 + \left(40-20-35,2-2,1\right)^2} = 37,26 \ (MBA).$$

Из рассмотренных режимов выбираем режим с наибольшей мощностью и проверяем выполнение условия:

$$k_{ав} = \frac{37,26}{10} = 3,73 > 1.$$

Трансформатор при аварии загружен на 373%. Такая перегрузка недопустима, поэтому необходима реконструкция.

Для проведения реконструкции требуется установка более мощного трансформатора. Принимаем к установке трансформатор ТРДН-40000/110 (паспортные данные приведены в таблице 8):

Найдем коэффициент загрузки в наиболее тяжелом режиме:

$$k_з = \frac{37,26}{40} = 0,93 < 1.$$

Таблица 8 – Паспортные данные трансформатора ТРДН-40000/110

Тип	$S_{ном}$, *МВА*	Каталожные данные					Расчетные данные		
		$U_{ном}$, *кВ*		$U_к$,%	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_х$, *кВт*	$R_Т$, *Ом*	$x_Т$, *Ом*	$\Delta Q_х$, *кВАр*
		ВН	НН						
ТРДН-40000/110	40	115	10,5	10,5	172	36	1,4	34,7	260

Блок генератор-трансформатор*:*

Трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_т \geq S_г$.

На ЭС-1 установлен трансформатор ТДЦ-80/110 (паспортные данные приведены в таблице 9), работающий в блоке с генератором 60 МВт.

$$S_Г = \sqrt{\left(60^2 - (0,8 \cdot 60\right)^2} = 76,837 \ (MBA),$$

$$S_Т = 80 \ (MBm).$$

$S_Г < S_Т \ (МВт)$, значит трансформатор не требует реконструкции.

Таблица 9– Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80/110

Тип	$S_{ном}$, $МВА$	Каталожные данные					Расчетные данные		
		$U_{ном}, кВ$		$U_к, \%$	$\Delta P_к$, $кВт$	$\Delta P_х$, $кВт$	$R_Т, Ом$	$x_Т, Ом$	$\Delta Q_х$, $кВАр$
		ВН	НН						
ТРДН-8000/110	80	121	10.5	10.5	310	70	0.71	19.2	480

Сведения о проверке трансформаторов подстанций сведем в таблицу 10:

Таблица 10– Мощности, проходящие через трансформаторы и их коэффициенты

№ п/ст	Мощн. п/ст в нормал. режиме, МВА	Мощн. п/ст в наиб. тяж. режиме, МВА	Кол-во трансформаторов на п/ст	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Нагрузка тр-ра в нормальном режиме, %	Нагрузка тр-ра в послеавар. режиме, %	Примечание
п/ст 4	35,471	35,471	2	6,3	394	788	Реконстр.
ЭС-1 шины 10 кВ	8,443	37,26	1	10	84	373	Реконстр.
ЭС-1 блок	76,84	0	1	80	96	0	Реконструкция не требуется

2. ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКО СЕТИ .

2.1 Выбор конфигурации схемы сети

При реконструкции электрической сети можно наметить много вариантов конфигурации схемы сети, которые должны отвечать следующим требованиям:

1) Обеспечение надежности электроснабжения;
2) Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей;
3) Схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам, иметь возможность дальнейшего развития без коренных перестроек;
4) Электрическая сеть должна обеспечивать рациональное сочетание сооружаемых линий с действующими, максимальное использование действующей сети с учетом её возможной реконструкции;
5) Схема сети должна строиться с максимальным охватом территории для снабжения всех потребителей, при этом следует избегать сооружения протяженных малозагруженных участков, используемых только в послеаварийных режимах;
6) Учет вопросов экологии: уменьшение отчуждаемой для сетевого строительства земли, использование старых трасс, применение простых схем;
7) Обеспечение экономичности сооружения сети.

С учётом требований было намечено 5 вариантов схем развития системы. Расчёт приближённого потокораспределения для выбранных вариантов схем проведён с использованием программы «NetWorks».

Определим мощности от генераторов:

$$\underline{S}_{ЭС2} = \underline{S}_{ЭС-2} - \underline{S}_{сн} - \underline{S}_{н},$$

$$\underline{S}_{ЭС2} = 230 + j157,33 - 13,8 - j9,66 - 70 - j35,7 = 146,2 + j111,97 \ (MBA),$$

$$\underline{S}_{ЭС1} = \underline{S}_{ЭС-1} - \underline{S}_{сн} - \underline{S}_{н},$$

$$\underline{S}_{ЭС1} = 110 + j88 - 55 - j35,2 - 6,6 - j4,62 = 48,4 + j48,18 \ (MBA).$$

Наметим 5 вариантов развития сети.

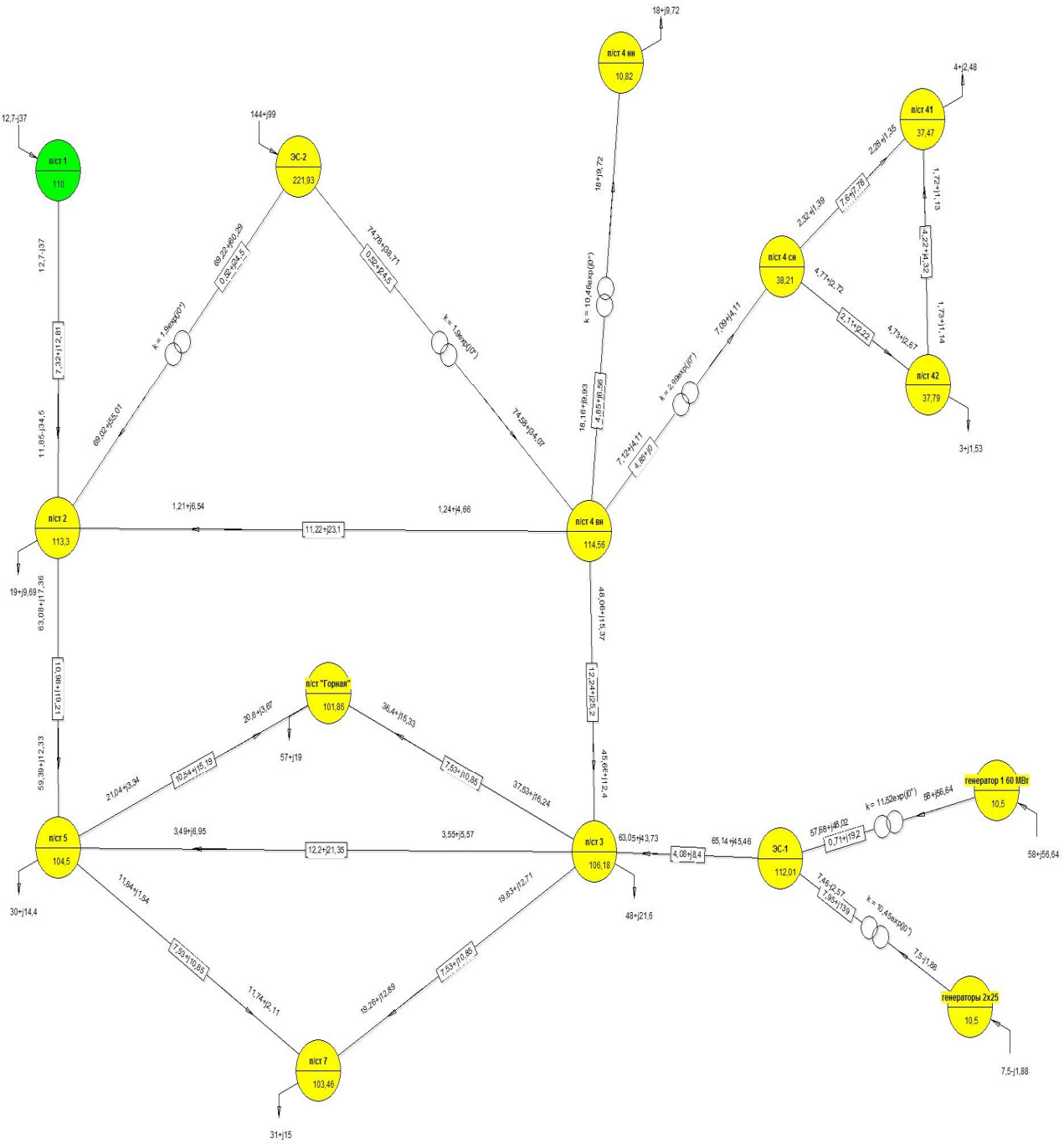

Рисунок 3 – 1 вариант сети

Комментарий к схеме 1:

«+»:

- обеспечение потребителей электроэнергией по кратчайшему пути;

- экономически целесообразная установка двухцепных ЛЭП;

«-»:

- в нормальном режиме часть линий оказываются сильно загруженными, а это ведет к их перегреву в аварийном режиме и, как следствие, к их реконструкции;

- перевод линий ЭС 2 – п/ст 4 и ЭС 2 – п/ст 2 на 220 кВ, установка автотрансформаторов связи;
- провал напряжения у потребителя п/ст-6 «Горная»;
- перетоки мощностей.

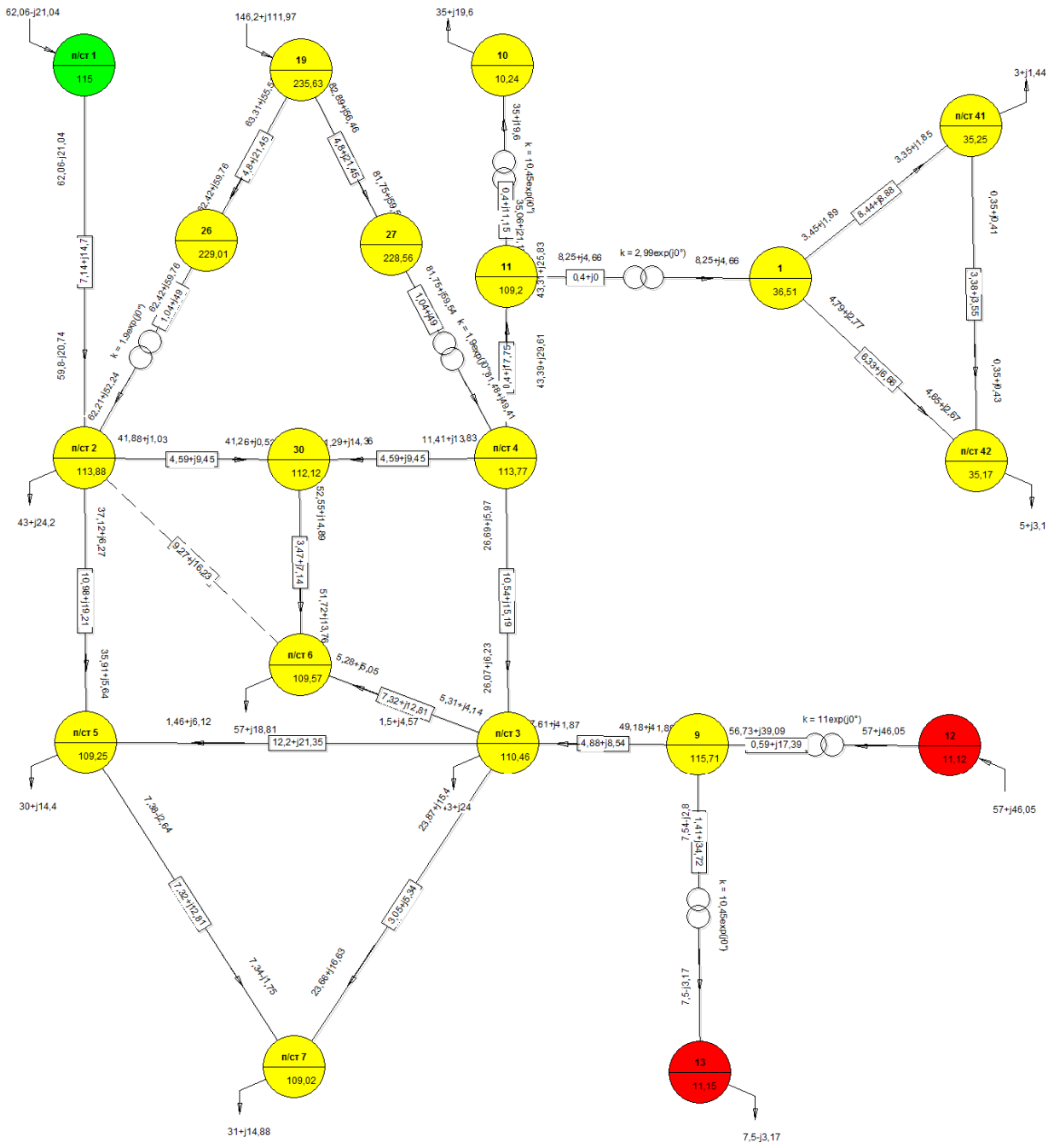

Рисунок 4 – 2 вариант сети

Комментарий к схеме 2:

«+»:

- более надёжное снабжение электроэнергией п/ст 7 и п/ст 6 «Горная»;

«-»:

- перевод линий ЭС 2 – п/ст 4 и ЭС 2 – п/ст 2 на 220 кВ, установка автотрансформаторов связи;
- малая загруженность линии 5-7, 3-6, 3-5;
- перетоки мощностей.

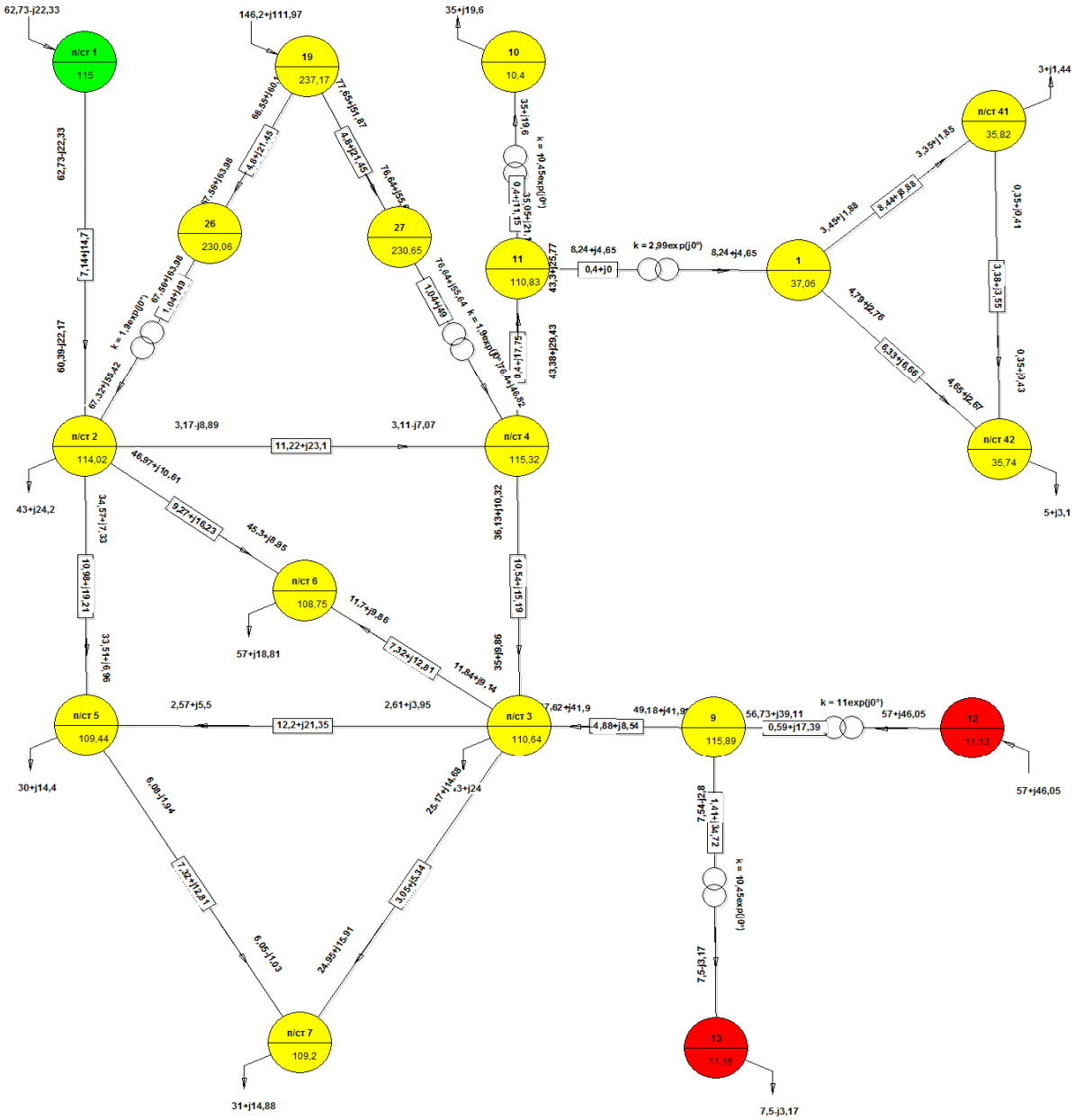

Рисунок 5 – 3 вариант сети

Комментарий к схеме 3:

«+»:

- более надёжное снабжение электроэнергией п/ст 6 «Горная» и п/ст 7;

«-»:

- в нормальном режиме часть линий оказываются сильно загруженными, а это ведет к их перегреву в аварийном режиме и, как следствие, к их реконструкции;
- перевод линий ЭС 2 – п/ст 4 и ЭС 2 – п/ст 2 на 220 кВ, установка автотрансформаторов связи;
- малая загруженность линий 3-5 и 5-7, 2-4;
- перетоки мощностей.

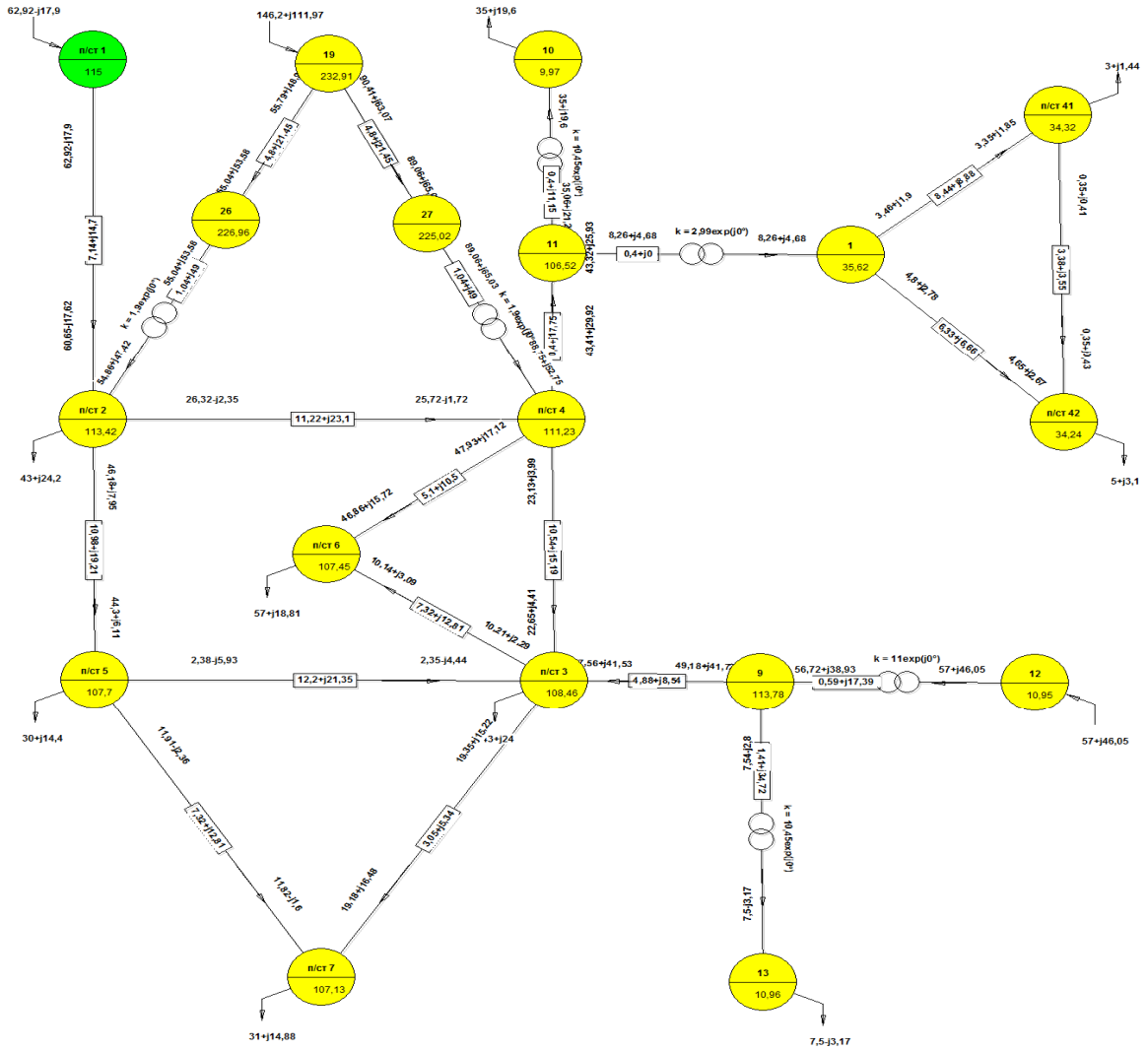

Рисунок 6 – 4 вариант сети

Комментарий к схеме 4:

«+»:

- более равномерное потокораспределение;

-надежное обеспечение п/ст 6 «Горная» и п/ст 7 электроэнергией от двух независимых источников.

«-»:

- в нормальном режиме часть линий оказываются сильно загруженными, а это ведет к их перегреву в аварийном режиме и, как следствие, к их реконструкции;

- перевод линий ЭС 2 – п/ст 4 и ЭС 2 – п/ст 2 на 220 кВ, установка автотрансформаторов связи;

- перетоки мощности

- малая загруженность линии 5-3.

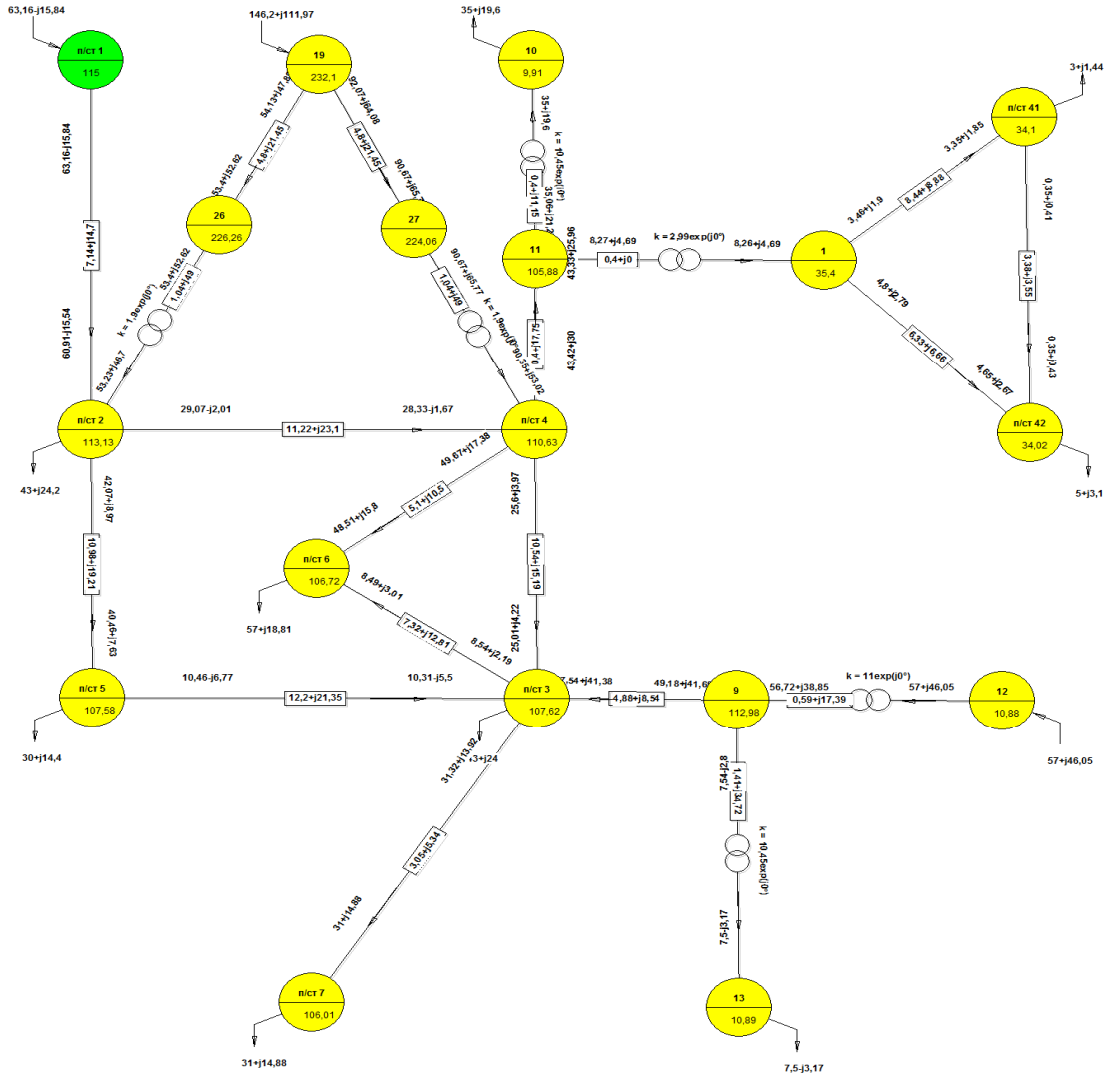

Рисунок 7 – 5 вариант сети

Комментарий к схеме 5:

«+»:

- надежное обеспечение п/ст №6 «Горная» электроэнергией от двух независимых источников;
- обеспечение потребителей электроэнергией по кратчайшему пути;
- более равномерное потокораспределение

«-»:

- в нормальном режиме часть линий оказываются сильно загруженными, а это ведет к их перегреву в аварийном режиме и, как следствие, к их реконструкции;
- перевод линий ЭС 2 – п/ст 4 и ЭС 2 – п/ст 2 на 220 кВ, установка автотрансформаторов связи;

В дальнейшем будут рассматриваться вариант №1 и вариант №5, так как эти схемы в наибольшей степени отвечают требованиям, предъявляемым к вариантам реконструкции сети.

2.2 Выбор номинального напряжения для проектируемой сети

Номинальное напряжение зависит от мощности, передаваемой по линии и ее длины. Предварительный выбор напряжения проведем по формуле:

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \qquad (32)$$

где $U_{эк}$ – экономически выгодное напряжение, кВ;

L – длина линии, км; P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

Для замкнутой сети целесообразно принять одинаковое номинальное напряжение для всех линий, т.к. одна или несколько линий в нормальном режиме могут оказаться малозагруженными (сильнозагруженными) и их нагрузка по экономическим интервалам будет соответствовать номинальному напряжению, отличному от номинального напряжения большинства линий. Радиальные линии, отходящие от узлов замкнутой сети, могут быть другого номинального

напряжения. В этом случае необходимо применять автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы. Расчет по схемам 1 и 4 сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Экономически выгодные и выбранные напряжения линий сети

№ линии	Длина линии, км	Мощность на одну цепь, МВт	Наивыгоднейшее напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
Схема 1				
1-2	70	34,1	111,4	110
2-4	55	13,3	71,3	110
2-5	45	79,0	152,9	220
ЭС2-2	50	85,0	159,3	220
ЭС2-4	50	99,5	168,8	220
4-3	35	35,3	108,4	110
3-5	50	24,6	94,6	110
5-«Горная»	20	30,5	96,6	110
3-7	25	17,1	77,6	110
ЭС1-3	40	32,2	105,3	110
Схема 5				
1-2	70	32,6	109,2	110
2-4	55	29,1	102,7	110
2-5	45	43,0	120,2	110
ЭС2-2	50	75,1	152,0	220
ЭС2-4	50	112,2	176,0	220
4-3	35	26,9	96,6	110
3-5	50	12,5	68,9	110

Продолжение таблицы 11 – Экономически выгодные и выбранные напряжения линий сети

4-«Горная»	38	52,6	121,7	110
3-«Горная»	30	9,1	58,4	110
3-7	25	17,1	77,6	110
ЭС1-3	40	32,2	105,4	110

2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

При выборе трансформаторов как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях, необходимо учитывать надежность электроснабжения, допустимые перегрузки трансформатора, ожидаемый ущерб при отсутствии резервирования, поэтапное развитие подстанции в соответствии с динамикой роста нагрузки и т.д.

На подстанциях обычно устанавливают два трансформатора, при этом мощность определяется из условия:

$$S_m > \frac{S_{\max}}{(n_m - 1) \cdot 1{,}4}, \tag{33}$$

где $S_{max} = S_{нб}$ – для понижающих трансформаторов;

$S_{max} = S_{Тнб}$ – наибольшая возможная мощность наиболее загруженной обмотки для повышающего трансформатора и трансформатора связи.

Выбранный трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки

- в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_т} \le 0{,}65 \div 0{,}7, \tag{34}$$

- в послеаварийном режиме:

$$k_{ав} = \frac{S_{max}}{S_т} \le 1{,}4. \quad (35)$$

Электростанция ЭС – 2*:*

Для блочных схем генератор – трансформатор мощность трансформатора S_T должна соответствовать номинальной мощности генератора: $S_T \ge S_Г$.

1 и 2 блоки по 60 МВт: $P_{НОМг} = 60\ (МВт)$;

Принимаем к установке, на каждый из двух блоков, трансформатор ТДЦ-80/220 (паспортные данные приведены в таблице 12):

Таблица 12– Паспортные данные ТДЦ-80000/220

Тип	$S_{ном}$, *МВА*	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные		
			$U_{ном}$, *кВ*		$U_к$,%	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_х$, *кВт*	R_T, *Ом*	x_T, *Ом*	$\Delta Q_х$, *кВАр*
ТДЦ-80 000/220	80	± 2х2,5%	ВН	НН						
			242	10,5	11	320	105	2,64	72,8	480

3 блок 110 МВт: $P_{НОМг} = 110\ (МВт)$

Принимаем к установке в блоке, трансформатор ТДЦ-125000/220 (паспортные данные приведены в таблице 13):

Таблица 13– Паспортные данные ТДЦ-125000/220

Тип	$S_{ном}$, *МВА*	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные		
			$U_{ном}$, *кВ*		$U_к$,%	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_х$, *кВт*	R_T, *Ом*	x_T, *Ом*	$\Delta Q_х$, *кВАр*
ТДЦ-125000/220	125	± 2х2,5%	ВН	НН						
			242	10,5	11	380	135	1,4	51,5	625

Подстанция 6 «Горная»*:*

Произведем выбор трансформаторов, устанавливаемых на п/ст 6 «Горная»:

$$S_{max} = \sqrt{57^2 + 18{,}81^2} = 60\ (МВА),$$

$$S_m \ge \frac{60}{(2-1)\cdot 1{,}4} = 42{,}9\ (МВА).$$

Принимаем к установке два трансформатора ТРДН-40/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 13

Таблица 14– Паспортные данные трансформатора ТРДН-40/110

Тип	$S_{ном}$, $МВА$	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные		
			$U_{ном}, кВ$		$U_к$, %	$\Delta P_к$, $кВт$	$\Delta P_х$, $кВт$	$R_Т, Ом$	$x_Т, Ом$	$\Delta Q_х$, $кВАр$
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	ВН	НН						
			115	10,5	10,5	172	36	1,4	34,7	260

Определим по (34) и (35) коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_з = \frac{42,9}{2 \cdot 63} = 0,34 < 0,7,$$

$$k_{ав} = \frac{42,9}{63} = 0,68 < 1,4.$$

Подстанция 7:

$$S_{\max} = \sqrt{31^2 + 14,88^2} = 34,4 \ (МВА),$$

$$S_т \geq \frac{34,4}{(2-1) \cdot 1,4} = 24,6 \ (МВА).$$

Принимаем к установке два трансформатора ТРДН-25/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 15.

Таблица 15– Паспортные данные трансформатора ТРДН-25/110

Тип	$S_{ном}$, $МВА$	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные		
			$U_{ном}, кВ$		$U_к$, %	$\Delta P_к$, $кВт$	$\Delta P_х$, $кВт$	$R_Т, Ом$	$x_Т, Ом$	$\Delta Q_х$, $кВАр$
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	ВН	НН						
			115	10,5	10,5	120	27	2,54	55,9	175

Коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_з = \frac{24,6}{2 \cdot 25} = 0,5 < 0,7,$$

$$k_{ав} = \frac{24,6}{25} = 0,99 < 1,4.$$

Подстанция 4:

Схема 5:

При напряжении 220 кВ на ЭС-2, необходимо для связи с остальной системой 110 кВ выбрать автотрансформаторы связи.

$$S_{Л} = \sqrt{92,07^2 + 64,08^2} = 112,2\ (МВА).$$

Определим мощность трансформатора:

$$S_{тЛ} \geq \frac{112,2}{1,4} = 80,14\ \ (МВА).$$

Примем к установке АТДЦТН-125000/220/110.

Коэффициент перегрузки:

$$k_{з} = \frac{112,2}{125} = 0,898;$$

Таблица 16– Паспортные данные трансформатора АТДЦТН-125000/220/110

Тип	$S_{ном}$, $МВА$	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}, кВ$			$U_{к}, \%$		
АТДЦТН-125000/220/110	125	± 6x2%	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
			230	121	11	11	45	28

Каталожные данные		Расчетные данные						
ΔP_{x}, $кВт$	ΔI_{x}, %	$R_{T,} Ом$			$x_{T,} Ом$			$\Delta Q_{x.x}$ кВар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
65	0,5	0,52	0,52	3,2	49	0	131	625

Схема 1:

Определим мощность трансформатора:

$$S_{тЛ} \geq \frac{11,47}{1,4} = 8,19\ \ (МВА).$$

Примем к установке АТДЦТН-63000/220/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 17

Коэффициент загрузки:

$$k_з = \frac{11,47}{63} = 0,182;$$

Подстанция 2*:*

При напряжении 220 кВ на ЭС-2, необходимо для связи с остальной системой 110 кВ выбрать автотрансформаторы связи.

Схема 5:

Определим мощность трансформатора:

$$S_m \geq \frac{S_{\max Л}}{1,4} = \frac{72,34}{1,4} = 51,68 \ (MBA).$$

Принимаем к установке АТДЦТН-63000/220/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 17.

Коэффициент перегрузки:

$$k_з = \frac{72,34}{63} = 1,148;$$

Схема 1:

Определим мощность трансформатора:

$$S_m \geq \frac{S_{\max Л}}{1,4} = \frac{68,31}{1,4} = 48,79 \ (MBA).$$

Принимаем к установке АТДЦТН-63000/220/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 17.

Коэффициент перегрузки:

$$k_з = \frac{68,31}{63} = 1,084;$$

Таблица 17– Паспортные данные трансформатора АТДЦТН-63000/220/110

Тип	$S_{ном}$, MBA	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}, кВ$			$U_к$,%		
АТДЦТН-63000/220/110	63	± 6x2%	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
			230	121	11	11	35,7	21,9

Каталожные данные		Расчетные данные						
ΔP_x, $кВт$	ΔI_x, %	$R_T, Ом$			$x_T, Ом$			$\Delta Q_{x.x}$ кВар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

Подстанция 5*:*

При напряжении 220 кВ на п/ст-2, необходимо для связи с остальной системой 110 кВ выбрать автотрансформаторы связи.

Схема 1:

Определим мощность трансформатора:

$$S_{тЛ} \geq \frac{86,1}{1,4} = 61,48 \ (МВА).$$

Примем к установке АТДЦТН-63000/220/110. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 17

Коэффициент перегрузки:

$$k_з = \frac{61,48}{63} = 1,366;$$

2.4 Выбор сечений проводов

Выбор экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и сооружения электрически сетей, т.к. связан со значительными капиталовложениями, основными расходами проводниковых материалов, потерями мощности и электроэнергии в системе. При выборе экономических сечений для линий напряжением до 500 кВ пользуются нормированными обобщенными показателями:

- значения экономической плотности тока для основных районов страны;
- экономические токовые интервалы для каждой марки провода.

Выбор сечения проектируемой линии электропередачи методом экономической плотности тока рассчитывается по формуле:

$$F = \alpha_н \frac{I_{нб}}{j_{эк}}, \quad (36)$$

где $\alpha_н$ – коэффициент, учитывающий изменение тока нагрузки по годам эксплуатации; примем $\alpha_н = 1$.

$j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока; для потребителей с числом часов наибольшей нагрузки $T_{нб}$ = 6000 ч - $j_{эк} = 0,8 А / мм^2$.

$I_{нб}$ – расчетный ток линии при ее эксплуатации (он должен соответствовать условиям нормальной работы сети).

Выбор сечений проводов мы будем производить по расчётной активной мощности, при нормированной плотности тока (при $1,05U_{ном}$, $T_{мах}$=5000 ч/год, $\cos\phi$=0,9, α_1 и $\alpha_t = 1$). Не учёт реактивных потоков мощности при выборе сечений объясняется тем, что в дальнейшем мы будем производить мероприятия по регулированию этих потоков. Результаты выбора сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор экономических сечений

№ линии	$U_{ном}$, кВ	Кол-во цепей	Активная мощность на одну цепь, МВт	Ток линии на одну цепь, А	Расчетное F на одну цепь, $мм^2$	Марка и сечение провода
Схема 1						
1-2	110	2	34,4	90,3	112,9	АС-150/24
2-4	220	1	13,3	69,8	87,3	АС-150/24
2-5	220	2	43,7	114,6	143,2	АС-150/24
ЭС2-2	220	2	55,6	145,9	182,3	АС-185/29
ЭС2-4	220	2	38,1	99,9	124,9	АС-150/24
4-3	110	1	35,3	92,7	115,8	АС-120/19

Продолжение таблицы 18 – Выбор экономических сечений

№ линии	$U_{ном}$, кВ	Кол-во цепей	Активная мощность на одну цепь, МВт	Ток линии на одну цепь, А	Расчетное F на одну цепь, $мм^2$	Марка и сечение провода
Схема 1						
3-5	110	1	24,6	129,1	161,4	АС-150/24
5-«Горная»	110	2	30,5	80,0	100,1	АС-120/19
3-7	110	2	17,1	44,9	56,1	АС-70/11
ЭС1-3	110	2	32,2	84,5	105,6	АС-120/19
Схема 5						
1-2	110	2	32,6	85,6	106,9	АС-150/24
2-4	110	1	29,1	152,7	190,9	АС-185/29
2-5	110	2	21,5	112,9	141,1	АС-150/24
ЭС2-2	220	2	36,1	94,8	118,6	АС-120/19
ЭС2-4	220	2	56,1	147,2	184,0	АС-185/29
4-3	110	1	26,9	141,2	176,5	АС-185/29
3-5	110	1	12,5	65,6	82,0	АС-120/19
4-«Горная»	110	2	26,3	138,1	172,6	АС-185/29
3-«Горная»	110	2	4,5	23,7	29,6	АС-70/11
3-7	110	2	17,1	44,9	56,1	АС-70/11
ЭС1-3	110	2	32,3	84,8	105,9	АС-120/19

2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ

Для каждого из двух ранее намеченных вариантов схемы сети рассмотрим все возможные послеаварийные режимы. Для этого проведем многократный расчет приближенного потокораспределения в сети, постоянно изменяя ее схему путем последовательного отключения одного из участков сети. Расчет проведем с использованием программы «NETWORKS».

Расчёты для вариантов 1 и 5 схем электрической сети сведём в таблицу 19 и 20.

Таблица 19 – Расчёт потокораспределения для схемы № 1

№Л	1-2	2-4	2-5	ЭС2-2	ЭС2-4	4-3	3-5	5-«Горная»	3-7	ЭС1-3
S / № откл	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8	S_9	S_{10}
Норм. Реж	61,59-j61,5	10,06-j6,27	84,88+j32,75	81,66+j96,92	64,54+j15,05	30,66-j1,29	3,62+j5,7	57,61+j18,31	31,41+j13,41	49,2+j42,78
1-2	65,08-j45,33	10,65-j5,78	82,23+j32	78,77+j94,92	67,43+j17,05	34,09+j0,57	6,9+j7,19	57,62+j18,37	31,42+j13,44	49,2+j42,73
2-4	61,77-j40	-	85,3+j33	70,51+j88,18	75,69+j23,79	31,48+j1,01	4,14+j6,29	57,7+j18,66	31,47+j13,69	49,19+j42,7
2-5	62,03-j50,84	10,64-j5,23	82,36+j32	78,63+j93,49	67,57+j18,48	35,21+j2,36	6,87+j6,91	57,66+j18,5	31,44+j13,56	49,2+j42,55
ЭС2-2	62,09-j50,82	9,08-j8,24	82,05+j30,04	77,54+j90,3	68,66+j21,67	33,7+j1,96	6,49+j8,39	57,63+j18,42	31,43+j13,48	49,2+j42,68
ЭС2-4	61,48-j50,71	11,02-j4,22	87,28+j35,64	84,46+j90,09	61,74+j21,88	28,42-j2,44	1,34+j3,86	57,64+j18,45	31,44+j13,55	49,2+j42,55
4-3	62,11-j52,69	4,56-j6,69	116,49+j41	107,1+j97,33	39,1+j14,64	-	27,26-j6	57,65+j18,47	31,46+j13,65	49,19+j42,38
3-5	61,46-j59,04	9,46-j7,47	88,91+j42	84,87+j102,41	61,33+j9,56	26,92-j7,39	-	57,63+j18,39	31,41+j13,36	49,2+j42,85
5-«Горная»	62,2-j58,62	10,1-j6,03	85,32+j35	81,39+j96,13	64,81+j15,84	30,96-j0,76	3,87+j6,01	58,28+j20,29	31,42+j13,45	49,2+j42,72

Продолжение таблицы 19 – Расчёт потокораспределения для схемы № 1

№Л	1-2	2-4	2-5	ЭС2-2	ЭС2-4	4-3	3-5	5-«Горная»	3-7	ЭС1-3
3-7	62-j59,4	10,09-j6	85,12+j34	81,41+j95,9	64,79+j16,07	30,93-j0,4	3,39+j4,95	57,62+j18,34	31,88+j14,88	49,2+j42,73
ЭС1-3	62,62-j56,58	10,14-j5,64	85,48+j35	81,05+j94,55	65,15+j17,42	31,32+j0,75	3,06+j3,99	57,63+j18,38	31,43+j13,48	49,2+j42,92
$I_{нб.пав}$ А	228.415	63.266	324.089	379.788	208.215	185.219	146.503	323.899	184.656	342.683
$n_c F_c$	2×АС-150/24	АС-150/24	2×АС-150/24	2хАС-185/29	2×АС-150/24	АС-120/19	АС-150/24	2×АС-120/19	2хАС-70/11	2хАС-120/19
$I^c_{доп}$, А	450	450	450	510	450	390	450	390	265	390

Таблица 20 – Расчёт потокораспределения для схемы № 5

№Л	1-2	2-4	2-5	ЭС2-2	ЭС2-4	4-3	3-5	4-«Горная»	3-«Горная»	3-7	ЭС1-3
S / № отк.л	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8	S_9	S_{10}	S_{11}
Норм. режим	61,34-j41,29	27,93-j8,74	37,52+j3,09	50,86+j53,6	95,34+j58,37	20,7+j4,8	6,56-j11,68	57,39+j16,2	0,14+j2,15	31,48+j13,75	49,19+j42,21
1-2	64,01-j33,97	27,88-j9,01	37,48+j2,91	50,84+j53,85	95,36+j58,14	20,7+j4,77	6,53-j11,81	57,39+j16,14	0,13+j2,18	31,48+j13,72	49,19+j42,25

Продолжение таблицы 20 – Расчёт потокораспределения для схемы № 5

№Л	1-2	2-4	2-5	ЭС2-2	ЭС2-4	4-3	3-5	4-«Горная»	3-«Горная»	3-7	ЭС1-3
2-4	61,63-j35,7	-	47,66+j0,44	32,37+j52,25	113,83+j59,74	15,91+j6,43	16,1-j15,58	52,89+j19,13	4,59-j0,86	31,5+j13,8	49,19+j42,11
2-5	64,45-j24,38	52,96+j1,04	-	34,59+j40,89	111,61+j71,16	39,09+j11,95	31,33+j15,3	78,36+j19,49	20,06+j1,05	31,56+j14,05	49,18+j41,57
ЭС2-2	61,59-j33,19	26,81-j9,75	36,94+j2,75	49,06+j50,85	97,14+j61,12	20,96+j5,15	5,99-j12,02	57,76+j16,54	0,21-j1,88	31,49+j13,78	49,19+j42,14
ЭС2-4	62,24-j30,16	31,81-j2,37	39,84+j6,09	55,88+j52,05	90,32+j59,89	19,82+j3,81	8,71-j9,09	56,2+j15,51	1,33+j2,96	31,51+j13,86	49,19+j41,98
4-3	61,86-j38,47	25,91-j8,55	41,66+j5,87	52,41+j53,95	93,79+j58,05	-	10,45-j9,44	74,61+j21,21	16,72+j1,88	31,5+j13,83	49,19+j42,06
3-5	61,23-j39,83	30,84-j14,69	30,8+j14,47	47,11+j57,55	99,09+j54,44	24,5+j0,21	-	60,06+j10,44	2,51-j7,92	31,47+j13,7	49,19+j42,29
4-«Горная»	61,89-j38,47	27,03-j7,69	39,99+j4,25	51,8+j53,01	34,4+j58,96	28,88+j6,72	8,88-j10,84	47,4+j15,84	10,4+j2,12	31,49+j13,8	49,19+j42,12
3-«Горная"	61,31-j40,09	27,98-j8,18	37.6+j3,39	50,96+j53,17	95,24+j58,8	20,68+j4,77	6,63-j11,41	57,35+j17,05	0,18+j1,33	31,49+j13,76	49,19+j42,19
3-7	61,91-j39,35	28,23-j7,98	37,8+j3,68	50,83+j52,95	95,37+j59,02	20,78+j5,32	6,82-j11,15	57,62+j16,74	0,08-j1,65	32,03+j15,17	49,19+j42,17

Продолжение таблицы 20 – Расчёт потокораспределения для схемы № 5

ЭС1-3	62,66-j36,78	28,63-j6,98	38,16+j4,45	50,78+j52,05	95,42+j59,88	20,89+j6	7,15-j10,45	57,92+j17,46	0,37-j1	31,5+j13,8	49,19+j42,46
$I_{нб.пав}$ А	388,1	278,0	250,2	200,4	347,4	214,5	183,0	423,8	105,4	186,0	338,0
$n_c F_c$	2×АС-150/24	АС-185/29	2×АС-150/24	2×АС-120/19	2×АС-185/29	АС-185/29	АС-120/19	2хАС-185/29	2хАС-70/11	2хАС-70/11	2хАС-120/19
$I^c_{доп}$, А	450	510	450	390	510	510	390	510	265	265	390

3. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью энергосистемы с соседними.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

– максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;

– минимальных нагрузок в летние сутки.

Для выявления максимальных потоков мощности рассмотрим также особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении наиболее

загруженной линии №7. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Напряжение в базисном узле задается в соответствии с данными: $U_{макс}$ = 115 кВ, $U_{мин}$ = 113 кВ, $U_{пав}$ = 110 кВ.

3.1 Расчетная схема замещения электрической сети и расчет нагрузок

Определим расчетные нагрузки узлов с учетом потерь в трансформаторах. Расчетные нагрузки включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме $\underline{S}_н$, потери мощности в трансформаторах $\Delta\underline{S}_т$, зарядные мощности линий, присоединенных к данной подстанции:

$$\underline{S}_{расч} = \underline{S}_н + \Delta\underline{S}_т - j\sum_{i=1}^{n}\frac{Q_{зi}}{2}, \tag{44}$$

где n – число линий, подключенных к данной подстанции.

Расчетная мощность станции учитывает мощность, вырабатываемую генераторами $\Sigma S_г$, мощность, расходуемую на собственные нужды $\underline{S}_{с.н.}$, мощность потребителя, расположенного в районе станции $\underline{S}_н$, потери в трансформаторах $\Delta\underline{S}_т$, зарядные мощности линий, присоединенных к станции:

$$\underline{S}_{расч} = \sum\underline{S}_г - \underline{S}_{с.н.} - \underline{S}_н - \Delta\underline{S}_т + j\sum_{i=1}^{n}\frac{Q_{зi}}{2}, \tag{45}$$

Для нахождения потерь в трансформаторах воспользуемся следующими формулами:

1. Потери мощности в $n_т$ работающих двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_т = \frac{1}{n_т}\cdot\frac{p_н^2 + q_н^2}{U_{ном}^2}\cdot r_т + n_т\cdot\Delta P_{хх}, \tag{46}$$

$$\Delta Q_т = \frac{1}{n_т}\cdot\frac{p_н^2 + q_н^2}{U_{ном}^2}\cdot x_т + n_т\cdot\frac{I_{хх}\%}{100}\cdot S_т, \tag{47}$$

где $\underline{S}_н = p_н + jq_н$ – мощность подстанции со стороны низшего напряжения в соответствующем режиме работы.

2. Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_т = \frac{1}{n_т} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{т1} + \frac{1}{n_т} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{т1} + n_т \cdot \Delta P_{xx}, \quad (48)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{m1} + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{m1} + n_m \cdot \frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_m, \quad (49)$$

где $\underline{S}_1 = p_1 + jq_1$ и $\underline{S}_2 = p_2 + jq_2$ – мощности обмоток низшего напряжения в соответствующем режиме работы;

r_{m1} и x_{m1} – сопротивления одного плеча схемы замещения трансформатора.

3. Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_в^2 + q_в^2}{U_{ном}^2} \cdot r_в + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{ном}^2} \cdot r_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_н^2 + q_н^2}{U_{ном}^2} \cdot r_н + n_m \cdot \Delta P_{xx}, \quad (50)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_в^2 + q_в^2}{U_{ном}^2} \cdot x_в + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{ном}^2} \cdot x_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_н^2 + q_н^2}{U_{ном}^2} \cdot x_н + \frac{I_x\%}{100} \cdot S_m, \quad (51)$$

где $\underline{S}_в = p_в + jq_в$, $\underline{S}_c = p_c + jq_c$, $\underline{S}_н = p_н + jq_н$ – мощности обмоток трансформатора в рассматриваемом режиме;

$r_в$, r_c, $r_н$, $x_в$, x_c, $x_н$ – сопротивления обмоток.

Подстанция *2:*

Нагрузка задана со стороны шин ВН, т.е. потери в трансформаторах уже учтены, но необходимо учесть АТДЦТН-63000/220/110. Сопротивления этого трансформатора были учтены в ЛЭП 1-2, поэтому необходимо учесть только потери холостого хода:

$$S_{2\max} = 43 + j24,2 \ (MBA),$$

$$S_{2\min} = 30,1 + j16,94 \ (MBA).$$

Подстанция *3:*

Нагрузка задана со стороны шин ВН, т.е. потери в трансформаторах уже учтены:

$$S_{3\max} = 43 + j24 \ (MBA),$$

$$S_{3\min} = 30,1 + j16,8 \ (MBA).$$

Подстанция *4:*

Необходимо учесть 2хТДТН-40000/110. Сопротивления этого трансформатора были учтены в ЛЭП 3-4, поэтому необходимо учесть только потери холостого хода:

$$\Delta S_{2\times ТДТН}^{\max} = \frac{1}{2}\cdot\frac{43,37^2+29,31^2}{110^2}\cdot(0,8+j35,5)+\frac{1}{2}\cdot\frac{8,24^2+4,64^2}{110^2}\cdot(0,8+j0)+\frac{1}{2}\cdot\frac{35,05^2+21^2}{110^2}\cdot(0,8+j22,3)=$$

$$=0,149+j5,558 \ (MBA),$$

$$S_{4\max} = S_{35\max} + S_4 + \Delta S_{2\times ТДТН}^{\max} = 8,251 + j4,804 + 35 + j19,6 + 0,149 + j5,558 =$$

$$43,4+j29.962 \ (MBA),$$

$$S_{4\min} = 5,723 + j3,307 + 24,5 + j13,72 + 0,149 + j5,558 = 30,372+j22,585 \ (MBA).$$

Подстанция *5:*

$$S_{5\max} = 30 + j14,4 \ (MBA),$$

$$S_{5\min} = 21 + j10,08 \ (MBA).$$

Подстанция 6 «Горная»:

Необходимо учесть потери в 2хТРДН-40/110. Трансформатор с расщепленной обмоткой, потери определяются по формулам 48 и 49:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{1}{2}\cdot\frac{57^2+18,81^2}{110^2}\cdot 1,4 + \frac{1}{2}\cdot\frac{57^2+18,81^2}{110^2}\cdot 1,4 + 2\ \cdot 0,036 = 0,489,$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{1}{2}\cdot\frac{57^2+18,81^2}{110^2}\cdot 34,7 + \frac{1}{2}\cdot\frac{57^2+18,81^2}{110^2}\cdot 34,7 + \frac{2\ \cdot 0,65}{100}\cdot 40 = j10,85.$$

$$S_{6\max} = 57,49 + j29,66 \ (MBA),$$

$$S_{6\min} = 40,24 + j20,76 \ (MBA).$$

Подстанция *7:*

Необходимо учесть 2х ТРДН-25/110:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{1}{2}\cdot\frac{31^2+14,88^2}{110^2}\cdot 2,54 + \frac{1}{2}\cdot\frac{31^2+14,88^2}{110^2}\cdot 2,54 + 2\ \cdot 0,027 = 0,493,$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{1}{2}\cdot\frac{31^2+14,88^2}{110^2}\cdot 55,9 + \frac{1}{2}\cdot\frac{31^2+14,88^2}{110^2}\cdot 55,9 + 2\ \cdot\frac{0,7}{100}\cdot 25 = j5,813.$$

$$S_{7\max} = 31,49 + j20,69 \ (MBA),$$
$$S_{7\min} = 22,04 + j14,48 \ (MBA).$$

Электростанция1*:*

- два генератора работают на шины 10,5 кВ:

$$S_{ген} = 50 + j40 \ (MBA),$$

$$S_{СН} = 0,06 \cdot (50 + j40) = 3 + j2,1 \ (MBA),$$

$$S_{нагр} = 55 + j35,2 \ (MBA).$$

Трансформатор работающие на шины 10,5 кВ – ТРДН-40/110. Определим значения мощностей, проходящих через этот трансформатор в максимальном и минимальном режимах нагрузок:

$$S_{m\max} = 50 + j40 - 3 - j2,1 - 55 - j35,2 = -8 + j2,7 \ (MВА),$$
$$S_{m\min} = 50 + j40 - 3 - j2,1 - 38,5 - j24,64 = 8,5 + j13,26 \ (MВА).$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{-8^2 + 2,7^2}{110^2} \cdot 1,4 + 0,036 = 0,044 \ (MBm),$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{-8^2 + 2,7^2}{110^2} \cdot 34,7 + \frac{0,65}{100} \cdot 40 = j0,464 (MBAp),$$

$$\Delta S_{m\max} = 0,044 + j0,464 \ (MBA),$$
$$\Delta S_{m\min} = 0,065 + j0,971 \ (MBA).$$

- блок генератор-трансформатор:

$$S_{ген} = 60 + j48 \ (MBA),$$

$$S_{СН} = 0,06 \cdot (60 + j48) = 3,6 + j2,88 \ (MBA).$$

Трансформатор в блоке - ТДЦ-80/110. Определим мощность, проходящую через этот трансформатор:

$$S_{тр-р} = 60 + j48 - 3,6 - j2,88 = 56,4 + j45,12 \ (MВА),$$

$$\Delta P_m = \frac{56,4^2 + 45,12^2}{110^2} \cdot 0,71 + 0,07 = 0,376 \ (MBm);$$

$$\Delta Q_m = \frac{56,4^2 + 45,12^2}{110^2} \cdot 19,2 + 0,48 = 8,758 \ (MBap),$$

$$\Delta S_m = 0,376 + j8,758 \ (MBA).$$

Определим приведённую мощность первой электростанции:

$$S_{ЭС-1\max} = (-8 + 56,4\text{-}0,376\text{-}0,044) + j(2,7 + 45,12\text{-}8,758\text{-}0,464) = 47,98\text{+j}38,598 \text{ (MBA)},$$

$$S_{ЭС-1\min} = (8,5 + 56,4\text{-}0,376\text{-}0,065) + j(13,26 + 45,12\text{-}8,758\text{-}0,971) =$$
$$64,459\text{+j}48.651 \text{ (MBA)} .$$

Электростанция *2:*

- ТДЦ-125/220:

$$S_{CH} = 6,6 + j5,28 \ (MBA),$$

$$S_T = 110 + j88 - 6,6 - j5,28 = 103,4 + j82,72 \ (MBA),$$

$$\Delta S_T = \frac{\left(103,4^2 + 82,72^2\right)}{220^2} \cdot \left(1,4 + j51,5\right) + 0.038 + j0.63 = 0,545\text{+j}19,287 \ (MBA).$$

- 2хТДЦ-80/220:

$$S_T = 120 + j96 - 7,2 - j5,76 = 112,8 + j90,24 (MBA),$$

$$\Delta S_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{\left(112,8^2 + 90,24^2\right)}{220^2} \cdot \left(2,9 + j80.5\right) + 2 \cdot (0.105 + j0.48) = 0,835\text{+j}18,313 \ (MBA),$$

$$\Delta S_{T\sum} = \Delta S_{2xТДЦ-80/220} + \Delta S_{\text{ТДЦ-125}} = 1,38\text{+j}37,6 \text{ (MBA)}.$$

Результаты расчетных нагрузок сведем в таблицу 22. Расчет провели для максимального и для минимального режима работы сети. В минимальном режиме мощность потребителей уменьшили в 0,7 раз. На подстанциях 2,3,5 нагрузки приведены к шинам 110 кВ, поэтому потерь в трансформаторах нет.

Определим приведённую мощность электростанции 2:

$$S_{ЭС-2\max} = (103,4 + 112,8 - 1,38 - 70) + j(82,72 + 90,24 - 37,6 - 35,7) =$$
$$= 144,82\text{+j}99,66 \text{ (MBA)},$$

$$S_{ЭС-2\min} = 165,82\text{+j}110,37 \text{ (MBA)}.$$

Таблица 22- Результаты расчетных нагрузок

№ п/ст	Режим	$p_B + j \cdot q_B$	$p_C + j \cdot q_C$	$p_H + j \cdot q_H$	$\Delta P_T + j \cdot \Delta Q$	$p_{ПР} + j \cdot q_{ПР}$
2	Макс.нагр	-	-	-	-	43+j24,2
	Миним.нагр	-	-	-	-	30,1+j16,94
3	Макс.нагр	-	-	-	-	43+j24
	Миним.нагр	-	-	-	-	30,1+j16,8
4	Макс.нагр	43,37+j29,31	8,24+j4,64	35,05+j21	0,149+ j5,558	43,4+j29,96
	Миним.нагр	-	-	-	-	30,37+j22,59
5	Макс.нагр	-	-	-	-	30+j14,4
	Миним.нагр	-	-	-	-	21+j10,08
«Горная»	Макс.нагр	-	-	-	0,498+ j10,85	57,49+j29,66
	Миним.нагр	-	-	-	-	40,24+j20,76
7	Макс.нагр	-	-	-	0,493+ j5,813	31,49+j20,69
	Миним.нагр	-	-	-	-	22,04+j14,48
ЭС-1	Макс.нагр	-	-	-	0,044+ j0,464	47,98+j38,59
	Миним.нагр	-	-	-	0,065+ j0,971	64,46+j48,65
ЭС-2	Макс.нагр	-	-	-	1,38+j37,6	144,82+j99,66
	Миним.нагр	-	-	-	1,38+j37,6	165,82+j110,37

3.2 Расчет установившихся режимов

Расчеты режимов электрической сети производятся точно при условии, что задано напряжение на шинах наиболее удаленного потребителя – «расчет по данным конца» и методом последовательных приближений, если задано напряжение на шинах источника (БУ) – «расчет по данным начала». В

соответствии с исходными данными к проекту, расчет производится «по данным начала» в программе NetWORKS. Расчет проводим для трех режимов, по результатам расчета каждого из режимов составим карты режима:

– максимальный режим нагрузок;

– минимальный режим нагрузок;

– послеаварийный режим работы при отключении одной цепи линии с наибольшей плотностью тока и максимальном режиме работы нагрузок.

Из таблицы видно, что берется послеаварийный режим при отключенной одной цепи Л1-2.

Данные расчета проводятся более точно, с учетом потерь в трансформаторах и автотрансформаторах, точном задании зарядных мощностей линий. Поэтому реактивные потери больше, чем предполагалось ранее. Чтобы обеспечить потребление мощности системой с заданным тангенсом, требуется изменить коэффициент мощности генераторов на электростанции. Будем производить регулирование реактивной мощности (изменять $\cos\varphi_Г$, но не более 0,93) на ЭС – 1 для блочного трансформатора ТДЦ – 80/110, на ЭС – 2 для блочных трансформаторов ТДЦ – 125/220, ТДЦ – 80/220.

Максимальный режим*:*

Максимальная токовая нагрузка: 191,53 А в ветви 1-2;

Максимальная потеря: 3,14 МВт в ветви 1-2;

Суммарные потери в сети: 9,641 МВт;

Максимальное напряжение: 124,02 кВ на ЭС -1;

Минимальное напряжение: 115,85 кВ на п/ст 6;

$tg\varphi_c = 0,747$.

В данном режиме мощность ЭС-1 составляет 57,98+j38,6 (МВА), а ЭС-2 составляет 144,82+j99,66 (МВА). В данном режиме коэффицент мощности системы превышает заданный, для этого будем снижать выработку реактивной мощности на ЭС-2, путем снижения тока возбуждения т.е. генераторы будут работать с другим $tg\varphi$. Снижаем реактивную мощность до 77,85 МВАр. Тогда

$tg\varphi_c$=0,26 (cosφ=0,88), что удовлетворяет требованиям ПУЭ. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 23.

Таблица 23 –Напряжения в узлах схемы в режиме максимальных нагрузок

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	115	219	110,33	112,56	109,26	107,23	108,08	115,59	223,43

При таких задающих мощностях уровни напряжений на подстанциях лежат в пределах допустимых отклонений.

Минимальный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 325,58 А в ветви 1-2;

Максимальная потеря: 9,08 МВт в ветви 1-2;

Суммарные потери в сети: 14,61 МВт;

Максимальное напряжение: 277,65 кВ на ЭС-2;

Минимальное напряжение: 128,37 кВ на п/ст 2;

$tg\varphi_c$ = 2,7.

В данном режиме напряжения в узлах сети выходят за пределы допустимых значений. С целью снижения напряжений и приведению коэффицента мощности системы к договоренному произведём изменение выработки реактивной мощности на всех электростанциях, а также установим СТК (50/-40) на обмотку НН ТДН-10/110 в первом блоке ЭС-1. После проведённых мероприятий имеем напряжения, не превышающие допустимых значений, и имеем $tg\varphi_c$ = 0,01. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 24.

Таблица 24 –Напряжения в узлах схемы в режиме минимальных нагрузок

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	113	221,02	108,74	112,49	110,07	108,68	107,17	110,54	225,33

Послеаварийный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 368,96 А в ветви 1-2;

Максимальная потеря: 5,83 МВт в ветви 1-2;

Суммарные потери в сети: 13,349 МВт;

Максимальное напряжение: 113,72 кВ на ЭС-1;

Минимальное напряжение: 105,14 кВ на п/ст 6;

$tg\varphi_c = 0,34$.

В данном режиме значения напряжений во всех узлах схемы и $tg\varphi_c$ удовлетворяют требованиям. Следовательно нет обходимости проводить мероприятия по регулированию сети. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 25.

Таблица 25 –Напряжения в узлах схемы в послеаварийном режиме

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	110	215,2	108,39	110,79	107,22	105,14	106,1	113,72	220,67

4. ОБЕПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ.

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

–увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;

–сокращению службы электрооборудования;

–ложной работе устройств защиты и автоматики;

–нарушению нормального хода технологических процессов и ущербу у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 13109 – 87. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки

компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Подстанция №6 «Горная»:

На подстанции установлены 2хТРДН-40/110, РПН пределы регулирования ±9×1,78%, $U_{вн.хх.}$ = 115 кВ.

1) Падение напряжение рассчитаем по формуле:

$$\Delta U_T = \frac{P_{пр} \cdot r_T + Q_{пр} \cdot x_T}{U_{вн}}, \tag{51}$$

где $P_{пр} + jQ_{пр}$ – приведенная мощность п/ст в рассматриваемом режиме; $U_{вн}$ – напряжение на шинах п/ст, полученное в результате соответствующего режима сети; r_T, x_T – эквивалентные сопротивление трансформаторов, приведенные к $U_{вн}$.

Расчет ведем для трех режимов:

$$\Delta U_{T\max} = \frac{57,49 \cdot 1,4 + 29,66 \cdot 34,7}{107,23 \cdot 2} = 5,174 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{T\min} = \frac{40,24 \cdot 1,4 + 20,76 \cdot 34,7}{108,68 \cdot 2} = 3,573 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{Tпав} = \frac{57,49 \cdot 1,4 + 29,66 \cdot 34,7}{105,14 \cdot 2} = 5,277 \ (кВ).$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{НН} = U_{ВН} - \Delta U_T, \tag{52}$$

$$U'_{НН\max} = 107,22 - 5,174 = 102,046 \ (кВ),$$

$$U'_{НН\min} = 108,68 - 3,573 = 105,107 \ (кВ),$$

$$U'_{ННпав} = 105,14 - 5,277 = 99,863 \ (кВ).$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}}, \quad (53)$$

здесь U_{xx} – напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{жел.н}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{отв.В\max} = \frac{102,05 \cdot 10,5}{10,5} = 102,05 \ (кВ),$$

$$U_{отв.В\min} = \frac{105,11 \cdot 10,5}{10,5} = 105,11 \ (кВ),$$

$$U_{отв.Впав} = \frac{99,86 \cdot 10,5}{10,5} = 99,86 \ (кВ).$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{отв,ст.В}$:

$$U_{отв.В.ст} = 102,34 - 1 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 100,293 \ (кВ),$$

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{xx}}{U_{отв,ст.В}}, \quad (54)$$

$$U_{НН.\max} = \frac{102,05 \cdot 10,5}{100,293} = 10,684 \ (кВ),$$

$$U_{НН.\min} = \frac{105,11 \cdot 10,5}{100,293} = 11 \ (кВ),$$

$$U_{НН.пав} = \frac{99,86 \cdot 10,5}{100,293} = 10,455 \ (кВ).$$

6) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$:

$$V = \frac{U_{НН} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \le V_{доп}, \quad (55)$$

$$V_{\max} = \frac{10,684 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -1,75\% > -5\%,$$

$$V_{\min} = \frac{11 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 4,7\% < 5\%,$$

$$V_{пав} = \frac{10,455 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -0,42\% > -5\%.$$

На повышающих трансформаторах электростанций отпайки выбираются следующим образом. Выбираем отпайки на ТДЦ-80/110, ПБВ $\pm 2 \cdot 2.5\%, U_{ВН.\max} = 121.$

1) Падение напряжения:

$$\Delta U_{T\max} = \frac{56,73 \cdot 0,71 + 39,08 \cdot 19,2}{115,59} = 6,84 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{T\min} = \frac{56,77 \cdot 0,71 + 16,59 \cdot 19,2}{110,83} = 3,238 \ (кВ),$$

$$\Delta U_{Tпав} = \frac{56,72 \cdot 0,71 + 38,92 \cdot 19,2}{113,72} = 6,925 \ (кВ).$$

2) Приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{НН\max} = U_{ВН} + \Delta U_{T\max} = 115,59 + 6,84 = 122,43 \ (кВ),$$

$$U'_{НН\min} = U_{ВН} + \Delta U_{T\min} = 110,83 + 3,238 = 114,068 \ (кВ),$$

$$U'_{ННпав} = U_{ВН} + \Delta U_{Tпав} = 110,83 + 6,925 = 117,755 \ (кВ).$$

3) Значения ответвлений со стороны обмотки ВН:

$$U_{отв.В\max} = \frac{U'_{НН\max} \cdot U_{номГ}}{U_{ж.н}} = \frac{118,084 \cdot 10,5}{10,5} = 118,084 \ (кВ), \quad (56)$$

где $U_{номГ}$ – номинальное напряжение на шинах генератора; $U_{жн}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанций, например $U_{жн} = U_{ном}$.

4) Выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{отв,ст.В}$:

$$U_{отв.В.ст} = 118,084 - 0 \cdot 0.025 \cdot 121 = 118,084 \ (кВ).$$

5) Действительные напряжения на шинах НН подстанций при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН:

$$U_{НН\max} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст}} = \frac{122,43 \cdot 10,5}{118,084} = 10,886\ (кВ), \quad (58)$$

$$U_{НН\min} = \frac{U'_{ННmin} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст}} = \frac{114,068 \cdot 10,5}{118,084} = 10,143\ (кВ),$$

$$U_{ННпав} = \frac{U'_{ННпав} \cdot U_{ном.Г}}{U_{отв.В.ст}} = \frac{117,755 \cdot 10,5}{118,084} = 10,471\ (кВ).$$

7) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$:

$$V_{\max} = \frac{10,886 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 3,67\% < 5\%,$$

$$V_{\min} = \frac{10,143 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -3,4\% < 5\%,$$

$$V_{пав} = \frac{10,471 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -0,28\% > -5\%.$$

Расчет по ПС №6 «Горная», №7, ЭС-1, ЭС-2 сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор отпаек трансформаторов

№ ПС	Тип тр-ра	Пределы регулир-я	Реж	$U_{ВН}$, кВ	$\Delta U_Т$, кВ	$U'_{НН}$, кВ	$U_{отв.В}$, кВ	№ отп	$U_{отв,сп.В}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	V, %
6 «Горная»	2хТРДН-40/110 $U_{в.ном}$=115	РПН ±9х1.78%	max	107	5,18	102,05	102,05	-1	102,34	10,68	-1,8
			min	109	3,57	105,11	105,11	-1	102,34	11,00	4,7
			пав	105	5,28	99,86	99,86	-1	102,34	10,46	-0,4
7	2хТРДН-40/110 $U_{в.ном}$=115	РПН ±9х1.78%	max	108	3,53	104,56	104,56	-1	103,98	10,77	2,6
			min	107	2,48	104,87	104,87	-1	103,98	10,80	2,9
			пав	106	3,59	102,51	102,51	-1	103,98	10,56	0,6
ЭС-1	ТДЦ-80/110 $U_{вн.хх}$=121	ПБВ ±2х2.5%	max	116	6,84	122,43	122,43	0	118,08	10,89	3,7
			min	111	3,24	114,07	114,07	0	118,08	10,14	-3,4
			пав	114	6,93	117,76	117,76	0	118,08	10,47	-0,3
ЭС-1	ТРДН-40/110, $U_{вн.хх}$=115	РПН ±9х1.78%	max	116	1,04	116,63	116,63	-1	116,81	10,63	1,2
			min	111	8,20	119,03	119,03	-1	116,81	10,55	0.5
			пав	114	1,06	114,78	114,78	-1	116,81	10,46	0,4

Продолжение таблицы 26 – Выбор отпаек трансформаторов

ЭС-2	ТДЦ-125/220, $U_{вн.хх}$=242	ПБВ ± 2x2.5%	max	223	13,5	236,95	236,95	-1	235,45	10,85	3,3
			min	225	9,87	235,05	235,05	-1	235,45	10,76	2,5
			пав	221	13,7	234,36	234,36	-1	235,45	10,73	2,2
ЭС-2	2хТДЦ-80/220 $U_{вн.хх}$=242	ПБВ ± 2x2.5%	max	223	11,7	235,14	235,14	-1	227,76	10,76	2,5
			min	225	8,59	233,77	233,77	-1	227,76	10,70	1,9
			пав	221	11,9	233,81	233,81	-1	227,76	10,64	1,3

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов выбор отпаек рассмотрим на примере ПС №4. ТДТН-40/110: РПН ±9х1,78%, $U_{В.НОМ} = 115\,кВ$, $U_{С.НОМ} = 34,5\,кВ$, $U_{Н.НОМ} = 10,5\,кВ$.

1) Потери напряжения в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений:

$$\Delta U_{T.ВН.\max} = \frac{43,4 \cdot 0,8 + 29,76 \cdot 35,5}{2 \cdot 112,56} = 4,847\ (кВ),$$

$$\Delta U_{T.СН.\max} = \frac{8,26 \cdot 0,8 + 4,67 \cdot 0}{2 \cdot (112,56 - 4,847)} = 0,031\ (кВ),$$

$$\Delta U_{T.НН.\max} = \frac{35,06 \cdot 0,8 + 21,21 \cdot 22,3}{2 \cdot (112,56 - 4,847)} = 2,326\ (кВ).$$

2) Определяются для максимального режима приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – $U'_{СН}$ и напряжения на шинах низшего напряжения – $U'_{НН}$:

$$U'_{НН} = U_{ВН} - \Delta U_{T.ВН} - \Delta U_{T.НН} = 112,56 - 4,847 - 2,326 = 105,387\ (кВ),$$

$$U'_{СН} = U_{ВН} - \Delta U_{T.ВН} - \Delta U_{T.СН} = 112,56 - 4,847 - 0,031 = 107,682\ (кВ).$$

3) Рассчитывают для максимального режима сети значения напряжения ответвления на обмотке ВН, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах НН.

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{Н.ном}}{U_{н.ж}} = \frac{106,535 \cdot 10,5}{10,5} = 106,535\ (кВ).$$

4) Выбор отпайки: $U_{отв.В.ст} = 106,535 - 1 \cdot 0.0178 \cdot 115 = 104,488\ (кВ)$.

5) Рассчитывают действительное напряжение на шинах СН и НН при выбранной отпайке:

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{Н.ном}}{U_{отв.В.ст}} = \frac{105,387 \cdot 10,5}{104,488} = 10,59 \ (кВ),$$

$$U_{СН} = \frac{U'_{СН} \cdot U_{С.ном}}{U_{отв.В.ст}} = \frac{107,682 \cdot 34,5}{104,488} = 35,555 \ (кВ).$$

6) Находят отклонение напряжения на шинах НН, сравнивают с допустимым.

$$V_{НН} = \frac{U_{НН} - U_{Н.ном}}{U_{Н.ном}} \cdot 100\% = \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,857\%,$$

$$V_{СН} = \frac{U_{СН} - U_{Н.ном}}{U_{Н.ном}} \cdot 100\% = \frac{34,48 - 34,5}{34,5} \cdot 100\% = 3,058\%.$$

Результаты выбора отпаек на трехобмоточных трансформаторах подстанции 4 и на автотрансформаторах подстанций 4 и 5 сведены в таблицу 27. На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН и НН проверим отклонение напряжения. На автотрансформаторе отпайки выберем со стороны СН.

Для шин 10 кВ принимаем желаемое напряжение 10,5 кВ, считаем, что дальше продолжается сеть к потребителю. Для шин 35 кВ отклонение от желаемого напряжения допускается до 10%, т.к. далее идет протяженная сеть. На автотрансформаторе для стороны СН желаемое напряжение 121 кВ.

Таблица 27 – Выбор отпаек трансформаторов

№ ПС	4									
Тип тр-ра	ТДТН-40/110			АТДЦТН-125/220/110				АТДЦТН-63/220/110		
Пределы регул-ия	РПН $\pm 9x1.78\%$			РПН $\pm 6x2\%$				РПН $\pm 6x2\%$		
$U_{ВН.хх}, кВ$	115			230				230		
Режим	max	min	пав	Режим	max	min	пав	max	min	пав
$U_{ВН}, кВ$	113	113	111	$U_{ВН}, кВ$	221	223	218	118	221	215

Продолжение таблицы 27 – Выбор отпаек трансформаторов

$\Delta U_{ВН}, кВ$	4,85	3,18	4,96	$\Delta U_{ВН}, кВ$	0,152	0,08	0,154	0,06	0,02	0,07
$\Delta U_{СН}, кВ$	0,03	0,02	0,03							
$\Delta U_{НН}, кВ$	2,33	1,57	2,37	$U_{ОТВ.В}, кВ$	220.,6	222,7	217,7	218,4	220,6	214,7
$U'_{СН}, кВ$	107,68	109,35	105,8							
$U'_{НН}, кВ$	105,39	107,80	103,46	№ отпайки	0	0	0	0	0	0
$U_{ОТВ.В}, кВ$	106,54	108,57	104,63							
№ отпайки	-1	-1	-1	$U_{СТ.ОТВ}, кВ$	220,6	222,7	217,7	218,4	220,6	214,7
$U_{ОТВ.СТ.}, кВ$	104,49	106,53	102,58							
$U_{НН}, кВ$	10,59	10,63	10,59	$U_{п/ст4}, кВ$	121,1	121	121,1	121	121	121
$\Delta V_{НН}, \%$	0,9	1,2	0,9							
$U_{СН}, кВ$	35,56	35,41	35,58	-						
$\Delta V_{СН}, \%$	3,1	2,7	3,14	-						

Таблица 28 – Выбор отпаек трансформаторов

№ ПС	п/ст-2			п/ст-5		
Тип тр-ра	АТДЦТН-125/220/110			АТДЦТН-125/220/110		
Пределы регул-ия	РПН $\pm 6x2\%$			РПН $\pm 6x2\%$		
$U_{ВН.хх}, кВ$	230			230		
Режим	max	min	пав	max	min	пав
$U_{ВН}, кВ$	219	221	215	216	218	212
$\Delta U_{ВН}, кВ$	0,141	0,123	0,147	0,204	0,105	0,208
$U_{ОТВ.В}, кВ$	218,9	221	215,2	215,6	218,3	211,8

Продолжение таблицы 28 – Выбор отпаек трансформаторов

№ отпайки	0	0	0	0	0	0
$U_{СТ.ОТВ}, кВ$	218,9	221	215,2	215,6	218,3	211,8
$U_{п/ст4}, кВ$	121,1	121,1	121,1	121,1	121,1	121,1

5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ «ГОРНАЯ»

Проектированию электрической подстанции предшествует разработка схемы развития соответствующей части электроэнергетической системы на ближайшие 10-15 лет. Проектируемая подстанция должна отвечать требованиям экономичности и надежности.

Так как от подстанции будут питаться потребители первой и второй категории, и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов. В случае отказа одного трансформатора, другой должен полностью передавать мощность нагрузки в течение определенного времени.

Эта подстанция должна обеспечивать:

– надежное электроснабжение присоединенных к подстанции потребителей;

– экономически целесообразное значение токов коротких замыканий;

– возможность постепенного расширения подстанции;

– соответствие требованиям противоаварийной автоматики.

Структурная схема – это схема связей между оборудованием, включающая в себя не все объекты, необходимые на подстанции, а только основные.

Структурная схема проектируемой подстанции (рисунок 8) содержит следующие элементы: РУ ВН, РУ НН и два трансформатора, включенных параллельно.

Таким образом, структурная схема подстанции с учетом исходных данных будет иметь вид, представленный на рисунке 8:

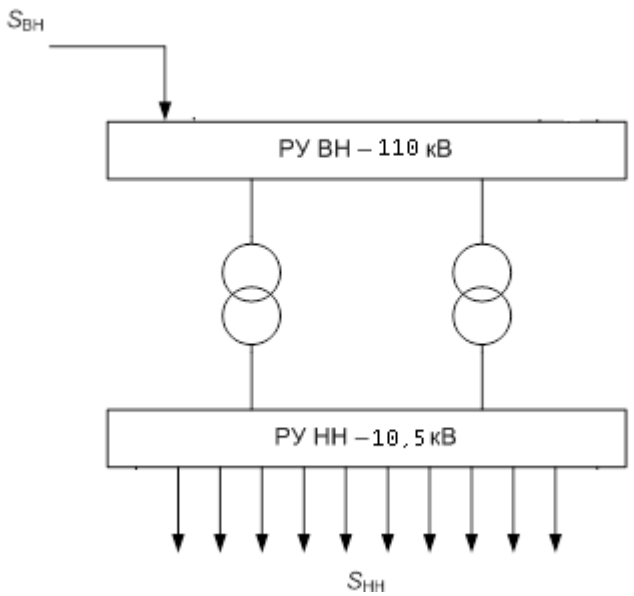

Рисунок 8 – Структурная схема подстанции

Общие требования:

Функциональное назначение РУ как элемента электрической системы заключается в непрерывном приеме, передачи и распределении потоков электрической энергии в нормальных режимах и локализации места повреждения при аварийных режимах.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор РУ, можно выделить основные требования к схемам:

1. надежность – бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества;

2. приспособленность к проведению ремонтных работ – возможность проведения ремонтных работ без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей;

3. обеспечение возможности расширения или реконструкции – т.е. развитие схемы не должно сопровождаться коренными изменениями схемы;

4. оперативная гибкость электрической схемы – определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений;

5. экономичной целесообразностью – оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатации и возможный ущерб от нарушения электроснабжения;

6. безопасность и удобство в эксплуатации.

5.1 Выбор схемы РУ ВН

Главная схема электрических соединений ПС выбирается с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. Отступления от типовых схем допускаются при наличии технико-экономических обоснований и согласования с утверждающими инстанциями

Так как подстанция «Горная» ответвительная, с двумя трансформаторами, согласно требованиям принимаем к установке схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

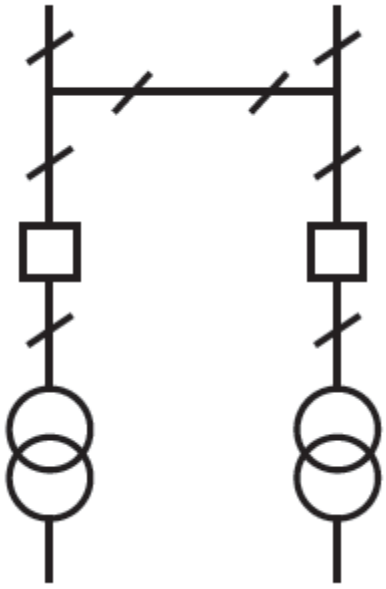

Рисунок 9 - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

ОРУ ВН примем к установке блочного исполнения группы «СвердловЭлектро». Комплектные трансформаторные подстанции обладают рядом преимуществ:

-Сокращение сроков разработки проекта (использование каталогов на типовые изделия);

-Универсальность (возможность установки любого типа высоковольтного оборудования);

-Сокращение сроков поставки (наличие разработанной конструктивной документации);

-Сокращение сроков монтажа (применение болтовых соединений, взамен сваренных, как в блоках с оборудованием, так и в жесткой ошиновке);

-Жесткая ошиновка может устанавливаться на широкий перечень опорных изоляторов и разъединителей;

-Применение жесткой ошиновки позволяет избавиться от шинных порталов, установки фундаментов под них, прокладки гибких связей;

-Уменьшение площадки сооружений под строительство (сокращаются межячейковые расстояния, сокращается количество фундаментов по сравнению с блочной конструкцией).

5.2 Выбор схемы РУ НН

Для РУ НН выбираем схему с одиночной, секционированной выключателем системой шин (рисунок 10). В данной схеме линии присоединяются к сборным шинам с помощью выключателя и разъединителя.

На цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения одной линии достаточно отключить выключатель. Если выключатель выводится в ремонт, то после его отключения отключаются разъединители: сначала линейный, а затем шинный.

Авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей, вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

Достоинства схемы:

– простота, наглядность и экономичность;

– схема позволяет использовать КРУ, что снижает стоимость монтажа и уменьшить время сооружения электроустановки;

– достаточно высокая надежность.

Недостатки:

– при повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

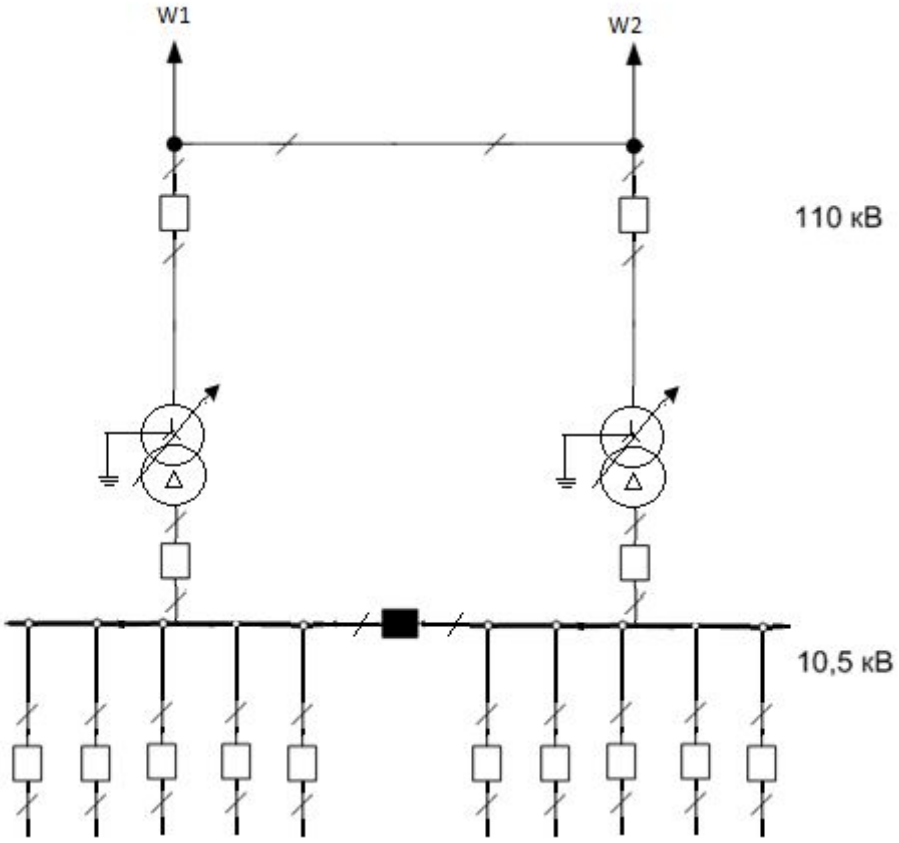

Рисунок 10 – Структурная схема подстанции

5.3 Выбор трансформаторов п/ст «Горная»

На подстанции будут установлены два трансформатора. Установка одного трансформатора в данном случае не допустима по условиям надежности электроснабжения потребителей. Такое решение допустимо когда подстанция создана для временных потребителей (строительство, ремонт), а также для электроснабжения потребителей 2-й категории при наличии в районе передвижных резервных трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора в течение суток, и при наличии у потребителя дополнительного источника энергии.

Устанавливать три трансформатора и более, также нецелесообразно, т.к. это увеличит общую стоимость подстанции.

В общем случае рекомендуется устанавливать на подстанции два трансформатора. Данное техническое решение обеспечивает минимальные приведенные затраты и надежное электроснабжение потребителей.

Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного трансформатора, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Таким образом, для обеспечения надежного электроснабжения на подстанции предусматриваем установку двух трансформаторов. В случае вынужденного отключения одного трансформатора второй принимает на себя всю нагрузку подстанции и может быть нагружен до $1{,}4 \cdot S_{\text{ном.т}}$.

В аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение 5 суток подряд.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы подстанций и станций, кроме включенных в блоки с генераторами, должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

Мощность одного трансформатора равна:

$$S_{расч} = 0,7 S_{н}, \tag{59}$$

$$S_{расч} = 0,7 \cdot 12,8 = 8,96 \text{ МВА}.$$

Условие для выбора трансформатора по мощности,[8]:

$$S_{ном.т} \geq S_{расч}. \tag{60}$$

Устанавливаем трансформатор ТДН – 16000/110 – двухобмоточный трансформатор с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д), есть наличие устройства РПН (Н). Запас по мощности трансформаторов обусловлен ростом нагрузки на подстанции в течение 25-30 лет. С тем расчетом, что каждый год нагрузка будет увеличиваться на 3%

Параметры трансформатора ТДН – 16000/110 сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Технические параметры трансформатора ТРДН – 16000/110

$S_{ном.т}$, МВА	$U_{ном.ВН}$, кВ	$U_{ном.НН}$, кВ	$U_{к}$, %	Ток холостого хода, %	Потери КЗ, кВт	Потери холостого хода, кВт
16	115	11	10,5	0,7	62	14

Проверим загрузку трансформатора:

– в нормальном режиме,[8]:

$$K_{з.н.р.} = \frac{S_{нагр}}{2S_{н.т}} = \frac{12,8}{2 \cdot 16} = 0,4. \tag{61}$$

$K_{з.н.р.} \leq 0,7$ – трансформатор выбран правильно по нормальному режиму.

– в аварийном режиме,[8]:

$$K_{з.авар.р.} = \frac{S_{нагр}}{S_{н.т}} = \frac{12,8}{16} = 0,8. \tag{62}$$

$K_{з.авар.р.} \leq 1,4$ – трансформатор выбран правильно по аварийному режиму.

Согласно [5] данный трансформатор может быть принят к установке.

5.4 Выбор линий электропередач

Для выбора типа линий электропередачи рассчитаем токи этих линий в нормальном и аварийном режимах. Результаты расчетов сведем в таблицу 30

Таблица 30 – Расчет токов нормального и аварийного режимов

Нормальный режим	Аварийный режим
Для линии электропередач, питающей подстанцию	
$I_{\text{нормпит..лл}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}n_{\text{пит.л}}}$, $I_{\text{норм.пит.лин.}} = \frac{12{,}8\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 110\cdot 10^3\cdot 1} = 33{,}591$ А	$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}(n-1)}$, $I_{\text{авар.пит.лин.}} = \frac{12{,}8\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 110\cdot 10^3\cdot 1} = 67{,}183$
Ток отходящих линий на стороне НН	
$I_{\text{норм.л.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}n_{\text{нагр}}}$, $I_{\text{норм.л.НН}} = \frac{13\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 10^3\cdot 10} = 70{,}382$ А.	$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{n}{n-1}\cdot I_{\text{норм.л.НН}}$, $I_{\text{àâàð.ë.ÍÍ}} = \frac{10}{(10-1)}\cdot 70{,}382 = 78{,}202$ А.

Исходя из результатов расчетов таблицы 3, выбираем линии по экономической плотности тока $j_Э$=0,8 А/мм^2.

Питающая линия.

$$F_э = \frac{I_{\text{пит.л}}^{\text{норм}}}{j_э} = \frac{33{,}591}{0{,}8} = 41{,}988\text{мм}^2. \quad (63)$$

Выберем провод минимального сечения по условию потерь на корону для 110 кВ на каждую фазу со значением допустимого тока: $I_{\text{äîï}} = 240$ А, провод марки АС-70/11.

Отходящие кабели на стороне НН

$$F_э = \frac{I_{\text{отход.нн}}^{\text{норм}}}{j_э} = \frac{70{,}382}{0{,}5} = 140{,}764\text{мм}^2.$$

Выбираем кабели марки ААГУ-150, один провод в фазе с допустимым током $I_{\text{доп}} = 360$ А.

5.5 Выбор коммутационной аппаратуры

1) Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

Рассчитав токи КЗ, выберем выключатели и разъединители на стороне 110 кВ. Для упрощения конструкции ОРУ-110 все высоковольтные аппараты будем выбирать одинаковыми.

Выключатели выберем по напряжению установки, по длительному току и по отключающей способности.

Для установки на ОРУ-110 выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110-40/2500-УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Согласно [5] данный выключатель может быть принят к установке.

Выключатели серии ВЭБ-110, отвечающие самым высоким требованиям и воплощающие в себе новейшие результаты исследований в области дугоразрядных процессов, предлагают ряд преимуществ:

- наличие встроенных трансформаторов тока с высокими классами точности, что достигается использованием сердечников из нанокристаллического магнитомягкого сплава;

- унифицированная с элегазовыми колонковыми выключателями серии ВГТ конструкция дугогасительного устройства, работающего на основе автогенерации;

- применение чистого элегаза во всем диапазоне температур;

- современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм;

- высокая коррозионная стойкость покрытий (горячее цинкование) применяемых для стальных конструкций выключателя;

- эксплуатация как в умеренном, так и в холодном климате (до минус 60°С);

- автоматическое включение и отключение электроподогрева элегаза в резервуарах;

- высокий механический ресурс;

- малые габаритные размеры выключателя и масса;

- высокий коммутационный ресурс, заданный для каждого полюса, превосходящий в 2-3 раза коммутационный ресурс лучших зарубежных аналогов

Параметры выключателя и необходимые требования к нему сведены в таблицу 31. Величины, входящие в таблицу, вычислены по следующим формулам:

1. Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{з,\min} + t_{с,в} = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045 \text{ (с)},$$

где $t_{з,\min} = 0{,}01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя ($t_{с.в.} = 0{,}035$ с)

2. Проверка на симметричный ток отключения,[8]:

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} I_{пт} e^{-\frac{\tau}{T_а}}, \qquad (64)$$

где $T_а$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей 2.2 [2] $T_а = 0{,}04$ с;

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot 3{,}362 \cdot e^{-\frac{0{,}045}{0{,}04}} = 0{,}501 \text{ кА}.$$

Полученное значение сравним с номинально допустимым значением апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ,[8]:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.ном}, \qquad (65)$$

где β – допустимое относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, задано ГОСТомв виде кривой $\beta_н = f(\tau)$, приведенной на рис. 3.1[2].

В нашем случае $\beta = 40\,\%$, тогда номинальный ток апериодической составляющей,[8]:

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,63 \text{ (кА)}.$$

Если условия $I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}$ и $i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}}$ выполняются, то проверки по полному току не требуется.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ.

$$I_{\text{п}(0)} \leq I_{\text{дин}}; \qquad i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}; \tag{66}$$

$$3,362 \leq 40; \qquad 7,74 \leq 102,$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ,[8]:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \tag{67}$$

где $B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс;

$I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости (по каталогу);

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу).

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2\text{с)}. \tag{68}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания определяется,[8]:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}), \tag{69}$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{отк.в}} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ с,

$t_{\text{РЗ}}$ – время действия основной защиты трансформатора.

$$B_{\text{К}} =^2 11,303 \cdot (0,155 + 0,04) = 1,978 \text{ кА}^2\text{с},$$

Проверка условия: $1,978 \leq 4800$.

Из расчетов видно, что данный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

Разъединители выбираются по напряжению установки, по току и по электродинамической стойкости, а также по термической стойкости аналогично выключателю,[8]. Выбираем разъединители типа РПД-110-УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Согласно [5] данные разъединители можно принять к установке.

Данные разъединители обладают рядом преимуществ:

- Высокопрочные стержневые фарфоровые изоляторы, закупаемые только у ведущих зарубежных производителей электротехнического фарфора;

- Сварные алюминиевые токопроводы с минимальным количеством контактных соединений, обуславливают многолетнее стабильное электрическое сопротивление;

- Срок эксплуатации – 40 лет, гарантийный период – 5 лет;

Параметры разъединителя и необходимые требования к нему сведены в таблицу 31.

Термическая стойкость разъединителя по каталогу:

– главных ножей: $B_{к\ кат.} = (25)^2 \cdot 3 = 1875$ (кА^2·с).

– заземляющих ножей: $B_{к\ кат.} = (25)^2 \cdot 1 = 625$ (кА^2·с).

Таблица 31 – Коммутационная аппаратура на стороне ВН

Расчетные данные	Выключатель ВЭБ-110-40/2500-УХЛ1	Разъединитель РПД-110/1250-УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{íîðì.} = 33{,}591$ А $I_{max} = 67{,}183$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$I_{п\tau} = 3{,}362$ кА	$I_{откл,\ ном} = 40$ кА	–
$i_{a\tau} = 0{,}501$ кА	$i_{a,ном} = 22{,}63$ кА	–
$I_{п0} = 3{,}362$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	–
$i_{y1} = 7{,}74$ кА	$I_{тер} = 40$ кА	$I_{дин} = 102$ кА
$B_{ê} = 1{,}978$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 4800$ (кА$^2 \cdot$ с)	$I^2_{тер} t_{тер} = 4800$ кА^{2}с

Из таблицы 31 видно, что намеченные к установке выключатель и разъединитель удовлетворяют всем условиям.

2)Выбор выключателей и разъединителей на стороне низкого напряжения (10,5 кВ)

На стороне низкого напряжения коммутационная аппаратура выбирается по той же методике, что и на стороне высокого напряжения.

На шинах низкого напряжения с рабочим током $I_{ё} = 33{,}5$ А принимаем к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5/330У2 с приводом типа ПЭ.

Собственное время отключения выключателя $t_{с.в} = 0{,}045$ с; расчетное время,[8]: $\tau = t_{з.\min} + t_{с.в} = 0{,}01 + 0{,}045 = 0{,}055$с.

Расчетное значение периодической составляющей тока КЗ,[8]:

$$I_{п.\tau} = I_{п.о} = 11{,}517 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания,[8]:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{Та}} = \sqrt{2} \cdot 11{,}517 \cdot e^{\frac{-0{,}055}{0{,}05}} = 5{,}222 \text{ кА}.$$

Постоянная времени $T_а$= взята из табл. [2].

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ ,[8]:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot 0{,}3 \cdot 12{,}5 = 5{,}303 \text{ кА}.$$

Где $\beta_{ном}$=30 % по паспортным данным для $\tau = 0{,}055$ с.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкании,[8]:

$$B_к = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_а) = 11{,}517^2 \cdot (0{,}555 + 0{,}05) = 73{,}616 \text{ кА}^2\cdot\text{с},$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0{,}5 + 0{,}055 = 0{,}555$ с; $t_{р.з}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, равное 0,5 с; $t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя ВВ/TEL-10-12,5/1000У2 без радиаторов, равное 0,055 с ,[4].

Все расчетные и каталожные данные сводим в табл. 32.

Таблица 32

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/1000У2
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{\max} = 703{,}809$ А	$I_{íîì} = 1000$ А
$I_{п.\tau} = 11{,}517$ кА	$I_{отк} = 12{,}5$ кА
$i_{а.\tau} = 5{,}222$ кА	$i_{а.ном} = 5{,}303$ кА
$I_{п.о} = 11{,}517$ кА	$I_{пр.скв} = 12{,}5$ кА
$i_{у} = 29{,}797$ кА	$i_{пр.скв} = 32$ кА
$B_{к} = 73{,}616$ кА^{2}с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 468{,}75$ кА^{2}с

Привод выключателя встроенный. Завод-изготовитель гарантирует ему необходимые параметры для работы совместно с выключателем.

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается серии КСО-298.

Разъединители в КСО встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/800У2. Проверка разъединителей КРУ не производится.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения

1) Выбор ограничителя перенапряжения на РУ ВН

Нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН) предназначены для защиты электротехнического оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока.

ОПН выбираются по напряжению установки. Примем к установке ОПН серии Pexlim производства ООО «АББ Электроинжиниринг» (г. Екатеринбург).

В ОПН серии Pexlim применяются варисторы на основе оксида цинка, известные своей высокой энергоемкостью, превосходными защитными характеристиками и длительным сроком службы.

Во всех ограничителях серии Pexlim для внешней изоляции используется кремний-органическая резина. Силиконовый каучук обладает высокой гидрофобностью и стойкостью к воздействию ультрафиолетовой радиации.

Для защиты первичного оборудования на ОРУ-110 устанавливаем ОПН типа Pexlim R 096-CM 123. Согласно [5] данный ОПН может быть принят к установке.

Таблица 33 − Технические данные ОПН на ОРУ-110

Технические параметры	Тип ОПН-110	
	Pexlim R 096-CM 123	Pexlim R 072-CN 123
Класс напряжение ОПН, кВ	110	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	96	72
Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77	58
Номинальный разрядный ток 8/20мкс, кА	10	10
Выдерживаемый импульсный ток: − 4/10 мкс, кА − 1,2/2,5 мс, А прямоугольный импульс 2000 мкс, А	 100 550 550	 100 550 550
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВ Uном	2,5	2,5
Ток взрывобезопасности, кА	50	50
Остающиеся напряжения, кВ при волнах тока: − 5/40 кА, 8/20мкс − 0,5/2 кА, 30/60мкс	 235/319 198/215	 176/239 149/162
Высота, мм	1216	727

2) Ограничители перенапряжения на РУ НН

Выберем ОПН по напряжению установки. Примем к установке ОПН-

РВ-10 УХЛ1. Основные технические характеристики приведены в таблице 34.

Таблица 34

Характеристики	ОПН-РВ-10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	12,6
Номинальное напряжение ограничителя, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, А	5000
Остающееся напряжение при грозовых импульсах тока 8/20 мкс, кВ не более с амплитудой: 5000 А	43
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	65
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	310
Срок службы, лет	30

6 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ «ГОРНАЯ»

Молния − это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рис. 33).

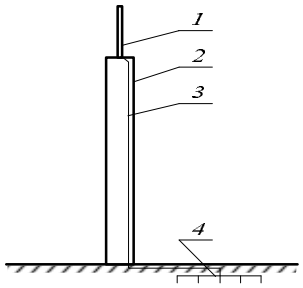

Рисунок 11 − Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым

воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для данного района, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозовых часов в году 40…60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту.

Расчёт молниезащиты проведём в программе FlashProt.

В качестве модели используем ОРУ-110 кВ конструируемой подстанции. Описание подстанции: тупиковая двухтрансформаторная подстанция 110/10 кВ с двумя приходящими линиями. РУ ВН собрано по схеме два блока с выключателем в цепи трансформатора и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Размеры ОРУ-110 подстанции: длина – 25 м, ширина 24 м. На поле защиты разместим порталы со следующими параметрами: высота 11,5 м, длина шинных порталов – 9 м.

Выполним расстановку молниеотводов высотой h = 20 м, при надёжности защиты $P_З = 0{,}99$ по действующей методике. Произведем расчет защиты. Построим зону защиты на высоте 12 метров, так как высота оборудования не превышает высоты порталов.

Согласно ПУЭ на конструкциях ОРУ 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 1000 Ом·м – независимо от площади заземляющего устройства ПС.

На трансформаторных порталах, порталах шунтирующих реакторов и конструкциях ОРУ, удаленных от трансформаторов или реакторов по магистралям заземления на расстоянии менее 15 м, молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом·м.

Эквивалентном удельное сопротивление земли в грозовой сезон составляет 115 Ом·м.

Результаты расчета в программе FlashProt отображены на рисунке 11.

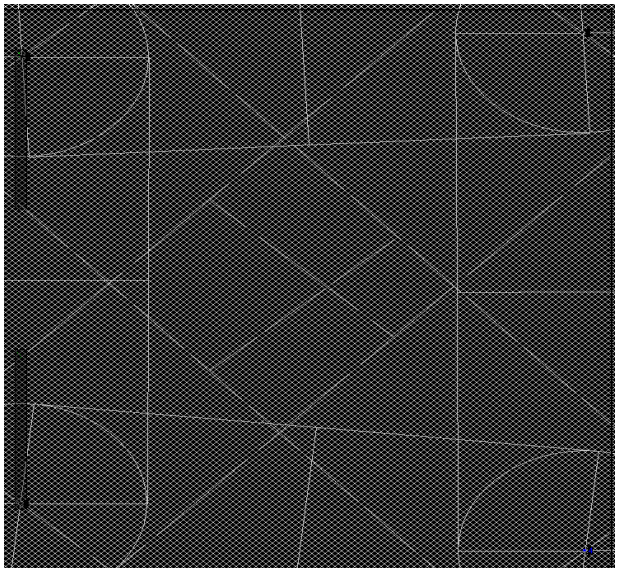

Рисунок 12 – Зона защиты молниеотводовна высоте 12 м

Количество молниеотводов составило 4 штуки, высота каждого равняется 20 м. два из них расположены на линейных и шинных порталах, два других отдельно стоящие. Надёжность молниезащиты 0,99.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассмотрено развитие горнозаводского района 110 кВ. Для этого проведен анализ существующей схемы подстанции и прилегающей сети и представлены обоснования необходимой реконструкции.

В проекте был произведен выбор трансформаторов по коэффициенту загрузки, выбрана главная электрическая схема высшего напряжения подстанции – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Для РУ НН выбрана схема с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – СПб: Изд-во ДЕАН, 2002. – 928 с.

2. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» 2001. – 96 с.

3. Электронной справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок, разработанный на кафедре ЭССиС ЮУрГУ версии 2.0.

4. Электротехнический справочник: В 4-х т.: Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др., – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Из-во МЭИ, 2002. – 964 с.

5. Группа «СвердловЭлектро». Комплектные трансформаторные подстанции блочные на класс напряжения 6 (10), 35, 110, 220 кВ. Каталог,2012. . – 48 с.

6. Булатов Б.Г., Коммисарова Е.Д., Худоносов Г.В Электрические системы и сети: Учебное пособие по курсовому проэктированию. –Челябинск: Изд. ЮУрГУ,1998– 71 с.

7. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

8. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания к курсовому проекту / сост. Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.

9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.

10. Булатов Б.Г., Коржов А.В. АСУ и оптимизация. – Учебное пособие по курсовому проектированию. – Челябинск: ЮУрГУ, 2005.