

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, должность

_____/ И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Сети главной понизительной подстанции №2 110/6 кВ

Челябинского металлургического комбината

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2017.12-549-2612. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

_____/ И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель, должность

_____/ В.В. Тарасенко /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____/ И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 571

_____/ П.Е. Сорокин /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____/ И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, должность

_____/ И.О. Фамилия /

« ____ » _____ 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	<u>Политехнический</u>
Факультет	<u>Энергетический</u>
Кафедра	<u>Электрические станции, сети и системы электроснабжения</u>
Направление	<u>Электроэнергетика и электротехника</u>

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ /И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

_____ Сорокина Павла Евгеньевича _____
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы Сети главной понизительной подстанции №2 110/6 кВ Челябинского металлургического комбината

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

_____ Существующая схема электроснабжения сетевого района
Физические параметры схемы электрических соединений се-тевого района
_____ Режимные параметры существующей схемы электрических соединений
Разработка альтернативных вариантов присоединения новой подстанции для питания электроэнергией развивающегося промышленного объекта
_____ Режимные параметры перспективной схемы электрических соединений сетевого района

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

1. Схема электрических соединений	—
1 л.	
2. Схемы и карты характерных режимов электрической сети	— 1-
2 л.	
3. Схемы электрических соединений открытого распределительного устройства напряжением 110/6 кВ	—1
л. 4. План и разрезы открытого распределительного устройства 110/6 кВ подстанции	—

Всего

___ 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 _____ /Тарасенко В.В./
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ /Сорокин П.Е. /
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой _____ / Кирпичникова И.М./

Руководитель работы _____ / Тарасенко В.В./

Студент _____ / Сорокин П.Е./

Аннотация

Сорокин П.Е. Сети ГПП№2
« Челябинского металлургического
комбината».- Челябинск: ЮУрГУ,
ЗИЭФ-571, 78 с., 6 ил., 24 табл.,
библиограф. список - 19 наим.,
4 л., Плакатов ф А1.

В данной работе проанализирован существующий режим работы сети Северо – Восточного района Челябинска. Определены потоки мощности линий их токовая нагрузка и напряжения в узлах сети. Полученные данные были оценены по предельно допустимым значениям. Произведен расчет в режиме максимальных и в режиме минимальных нагрузок. Определен вопрос о необходимости модернизации сети с учетом перспективного роста нагрузок.

Произведен расчет подстанции ГПП2 Челябинского металлургического комбината с учетом перспективного роста нагрузок.

Произведено обеспечение требований безопасности, произведена экономическая оценка от внедрения результатов дипломного проекта.

В разделе релейной защиты и автоматике произведен выбор современных устройств защиты.

В качестве специального вопроса рассмотрены режимы работы трансформаторов дуговых печей.

					140400.2017.549.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>		<i>№ докум.</i>			Сети главной понизительной подстанции №2 Челябинского металлургического комбината	<i>Лит.</i>		
<i>Разраб.</i>	Сорокин						2	128
<i>Провер.</i>	Тарасенко							
<i>Н. Контр.</i>						ЮУрГУ		
<i>Утверд.</i>								

Анотация

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ существующей схемы электрической сети района.....	6
1.1 Анализ работы трансформаторов установленных в системе	7
1.2 Расчет параметров режима	14
1.3 Расчет режима сети при существующих нагрузках.....	16
1.3.1 Анализ работы линии	18
1.4 Баланс активных и реактивных мощностей.	22
1.4.1 Баланс активных мощностей.....	22
1.4.2 Баланс реактивных мощностей	25
2.1 Расчет токов короткого замыкания.....	31
3 Разработка подстанции с выбором соответствующего оборудования.....	36
3.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ.....	36
3.2 Выбор выключателя на стороне 6 кВ.....	38
3.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ.....	41
3.4 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ.....	43
3.5 Выбор ограничителей перенапряжения.....	45
3.6. Выбор предохранителей.....	45
3.7. Выбор заземлителей нейтралей.....	46
3.8 Проверка сборных шин и ошиновки на стороне 110 кВ.....	46
4 Релейная защита подстанции Конверторная.....	46
4.1 Защита трансформаторов.....	48
4.2 Газовая защита.....	49
4.3 Максимальная токовая защита от токов в обмотках трансформатора, вызванных перегрузкой.....	50
5. Собственные нужды подстанции.....	51
6. Освещение подстанции.....	53
7. Молниезащита подстанции.....	55

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

8. Заземление подстанции.....	58
9. АПВ	63
10. Безопасность жизнедеятельности.....	65
10.1 Охрана окружающей среды при реконструкции подстанции.....	65
10.2 Охранные мероприятия на подстанции	67
Заключение.....	69
Библиографический список.....	70

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на предприятиях черной металлургии в современных условиях является одним из главных направлений выживания. Черная металлургия — одна из наиболее энергоемких отраслей промышленности. Доля затрат на ТЭР в общих заводских затратах на производство продукции составляет более 30 %. Наиболее крупными потребителями топлива на производствах являются доменные и прокатные производства. К электроемким производствам относятся — электросталеплавильные производства, кислородные станции, а основные потребители теплоты — коксохимическое производство.

Темой данной выпускной квалификационной работы является развитие Челябинских сетей с разработкой подстанции 110/6 кВ,

Особенность потенциала энергосбережения на металлургических предприятиях заключается в том, что на сегодняшний момент времени существует значительный моральный и физический износ основного энерготехнологического оборудования и наблюдается существенная неритмичность работы металлургических комбинатов, связанная с особенностью современного рынка продукции.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Инструкции по проектированию городских электрических сетей и других документов. В дипломном проекте использованы типовые решения по главным схемам электрических соединений, схемам релейных защит и устройств автоматики аппаратов и технологий производства и передачи электроэнергии.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

1 Анализ существующей схемы электрической сети района.

Нагрузки потребителей не являются величиной постоянной. От режимов потребления электроэнергии зависят режимы работы энергетических установок. Для расчета электрической сети использовались нагрузки, приближенные к реальному потребителю в период наибольших нагрузок, которой приходится на средний отрезок зимы (декабрь). Исходные мощности нагрузок показаны на электрической схеме района.

Данными для анализа являются контрольные замеры мощности по узлам сети района за характерный зимний период, а также параметры линий электропередач с указанием типов проводов и их сечений. Нормальная схема сети района указана на рисунке 1.1.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

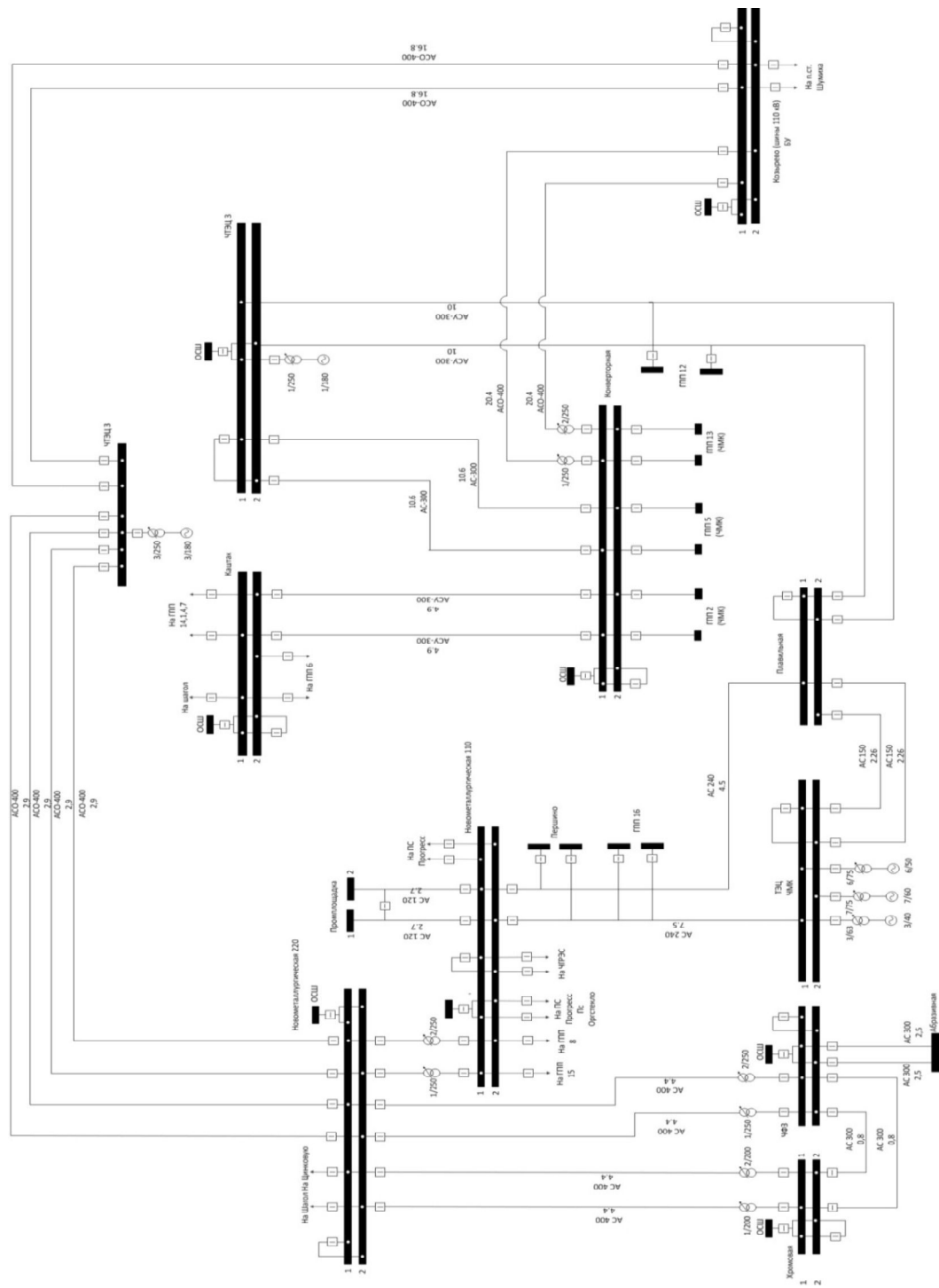


Рисунок 1.1 - Нормальная схема сети 110 – 220 кВ.

За расчетные были приняты максимальные мощности нагрузки, полученные во время замеров 14.12.2014 в 16:00. Пронумеруем подстанции и представим данные замеров в таблице 1.1.

				140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		Дата

Таблица 1.1 – Контрольные замеры мощности по сети района на 14.12.2014 16:00.

Мощность		P, МВт	Q, МВА	U, кВ
ВЛЭП 220 кВ				
1	Новометаллургическая 220кВ	44,23	-161	218,64
2	ЧТЭЦ 3 220 кВ	-506	-208	217,3
3	Козырево (БУ)	-156,23	-68,46	220
ВЛЭП 110 кВ				
4	ЧФЗ	260,26	172,1	108,12
5	Хромовая	167,42	142,21	108
6	Новометаллургическая 110 кВ	168,57	29,83	114,89
7	Промплощадка	12,66	1,8	114,24
8	ТЭЦ ЧМК	-112	-20,8	115,1
9	Плави́льная	54,7	8,81	115,5
10	Каштак	50,93	37,84	114,5
11	Конверторная (ГПП2)	88,49	40,44	114,59
12	ЧТЭЦ 3 110 кВ	-136,9	-74,1	116,04
13	Абразивная	57,42	21,75	107,1

Знак минус перед значением означает генерацию мощности в сеть.

Суммарные потери активной мощности 4,073 МВт

Суммарные потери реактивной мощности 67,634МВАр

Наибольшее отклонение напряжения +5,4 % в узле п.ст. ЧТЭЦ 3 110 кВ

Определим наибольшее отклонение напряжения по формуле:

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

$$\Delta U\% = \frac{U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

где $U_{нб}$ - наибольшее отклонение напряжения в аварийных режимах

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети

$$\Delta U_{нб\%} = \frac{6,04}{110} \cdot 100\% = 5,4\%$$

Стандарт качества электропитания ГОСТ Р 54149-2010 [5] предполагает что положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального (или согласно договорным условиям) значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

В нашем случае отклонение не превышает допустимых значений, следовательно мероприятия по регулировке напряжения производить не требуется.

1.1 Анализ работы трансформаторов установленных в системе

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85. На время максимума, аварийную перегрузку трансформаторов $k_{ав}$ рекомендуется принимать равной 140%, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, при этом коэффициент загрузки k_z в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных после аварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций это условие выполняется, если:

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав} \quad (1.2)$$

Здесь n_m , S_m – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$S_{ав}$ – определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования ($S_{н рез}$) по сети низкого напряжения $S_{ав} = S_{нб} - S_{н рез}$.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(макс)}, \quad (1.3)$$

где k_m – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $k_m = 1$, $S_{н рез} = 0$.

Приведем пример расчета потерь мощности и коэффициента аварийной перегрузки трансформатора на подстанции Конверторная.

Тип трансформатора ТДНТ-63000/110/35/6.

На рисунке 1.2 - представлена схема замещения трёхобмоточного трансформатора.

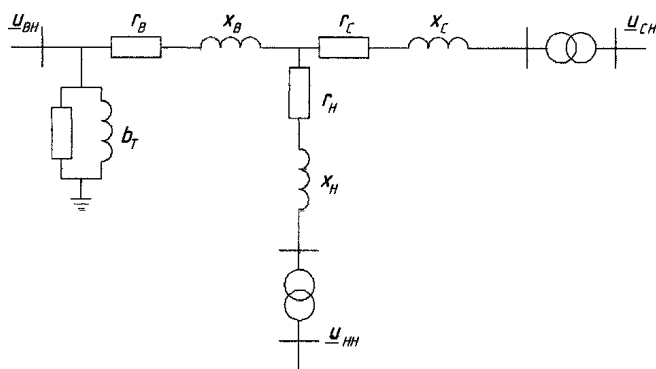


Рисунок 1.2 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Количество трансформаторов – 2.

Справочные данные приведены в таблице 1.2 .

Таблица 1.2 – Справочные данные трансформатора ТДНТ-63000/110/35/6.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			R, Ом			X, Ом			ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
63	115	38,5	6.6	1,5	1,5	1,5	54	0	33	53	630

Мощность подстанции в нормальном режиме:

$$S = S_{35} + S_6 = 33,61 + j13,6 + 11,1 + j4,5 = 44,71 + j18,1 \text{ МВА.}$$

Мощность, приходящаяся на один трансформатор: $S = 22,35 + j9 \text{ МВА.}$

Рассчитаем потери в трансформаторе по формулам:

$$\Delta P_m = n \cdot \left(\frac{S_{ВН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{ВН} + \frac{S_{СН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{СН} + \frac{S_{НН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{НН} + \Delta P_x \right), \quad (1.4)$$

$$\Delta Q_m = n \cdot \left(\frac{S_{ВН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot X_{ВН} + \frac{S_{СН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot X_{СН} + \frac{S_{НН}^2}{U_{ВН}^2} \cdot X_{НН} + \Delta Q_x \right), \quad (1.5)$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot \left(\frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(6,67 + j2,7)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 1,5 + 0,053 \right) = 0,14 \text{ МВт,}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left(\frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 33 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 54 + 0,63 \right) = 2,036 \text{ МВАр.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_n}{n_m \cdot S_m}, \quad (1.6)$$

$$k_3 = \frac{46,46}{2 \cdot 63} = 0,37 \text{ или } 37\%.$$

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора:

$$K_{ав} = \frac{S_n}{n - n_{отк} \cdot S_m} = \frac{46,46}{(2 - 1) \cdot 63} = 0,73 \text{ или } 73\%.$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$k_3 = \frac{S_n}{(n - n_{отк}) \cdot S_m}, \quad (1.6)$$

$$k_3 = \frac{46,46}{(2 - 1) \cdot 63} = 0,73 \text{ или } 73\%.$$

Аналогичный расчёт проведём для трансформаторов всех подстанций и результат расчёта сведём в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Анализ работы трансформаторов

Место установки	Марка, количество	Снаг.прив., МВА	Сном.т., МВА	k_3
ЧФЗ	2хАТДЦТН-250000	215,2	250	0,86
Хромовая	2хАТДЦТН-200000	119,73	200	0,59
Н.М. 220 кВ	2хАТДЦТН-250000	40,9	250	0,12
Конверторная	2хТДНТ-63000	46,46	250	0,73

Таблица 1.4 – Параметры ВЛЭП

№	Марка провода	Длина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	r , Ом	x , Ом	b_0 , 10^{-6} СМ	$Q_c/2$, МВар
1-2	4хАС-400/51	2,9	0,073	0,42	0,372	2,142	31,33	0,758
1-4	2хАС-400/51	4,4	0,073	0,42	0,161	0,924	23,76	0,575
1-5	2хАС-400/51	4,0	0,073	0,42	0,161	0,84	21,61	0,522
2-3	2хАС-400/51	16,8	0,073	0,42	0,613	3,53	90,75	2,196
3-11	2хАС-400/51	20,4	0,073	0,42	0,745	4,28	110,2	2,667
6-7	2хАС-120/19	2,7	0,244	0,427	0,329	0,576	13,35	0,08
6-8	АС-240/32	7,5	0,118	0,405	0,885	3,04	21,06	0,127
6-9	АС-240/32	4,5	0,188	0,405	0,531	1,82	12,64	0,076
8-9	2хАС-150/24	2,26	0,204	0,42	0,23	0,475	12,24	0,074
9-12	2хАС-300/39	10	0,096	0,429	0,48	2,15	52,9	0,32
10-11	2хАС-300/39	4,9	0,096	0,429	0,24	1,05	25,9	0,157
11-12	2хАС-300/39	10,6	0,096	0,429	0,51	2,27	56,07	0,339
4-13	2хАС-300/39	2,5	0,096	0,429	0,12	0,54	13	0,078

1.3 Расчет режима сети при существующих нагрузках

Произведем расчет режима сети при существующих нагрузках в программе NETWORKS для декабрьского максимума с учетом перспективного роста нагрузок. Программа позволяет рассчитывать режимы сетей с несколькими ступенями напряжения. Программа имеет удобный графический интерфейс, высокую наглядность с возможностью представления результатов расчета на схеме сети и удобную систему ввода и корректировки исходной информации.

В данном пункте мы произведем оценку необходимости реконструкции сети с учетом роста нагрузок. Расчет произведен при максимальной нагрузке сети. Карта режимов показана на рисунке 1.3.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

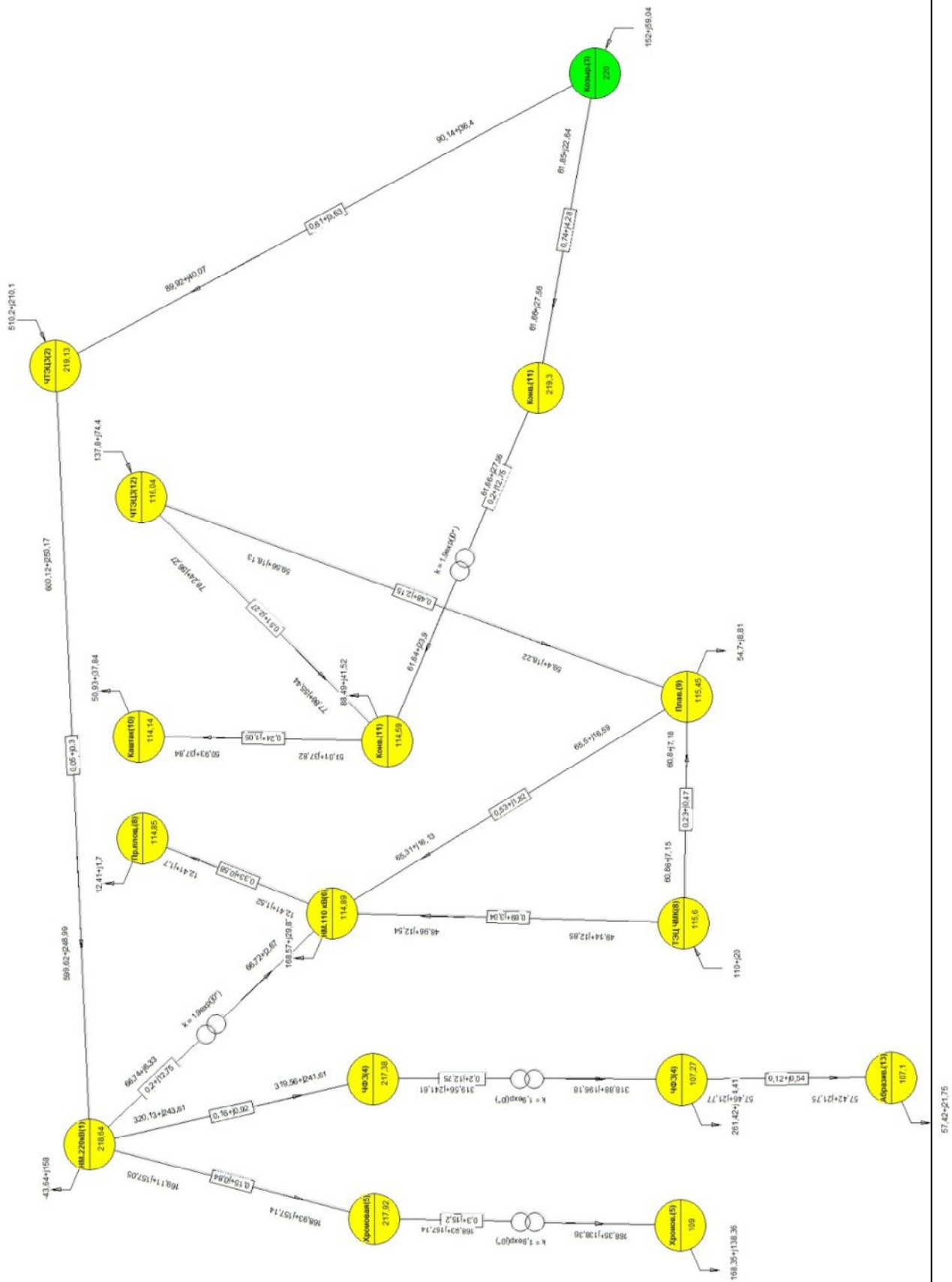


Рисунок 1.3 – Карта режима сети с учетом перспективных нагрузок.

1.3.1 Анализ работы линий

При анализе линий будем оценивать экономическую плотность тока, а также токовую нагрузку в послеаварийных режимах. Ток линии в наиболее тяжелом для нее послеаварийном режиме не должен превышать максимально допустимый по условиям длительного нагрева. Для эксплуатируемых линий допускается превышение (вплоть до двукратного) нормативных значений плотности тока вместо прокладки дополнительных линий или замены проводов на большее сечение, при выполнении допустимых условий по короне и по нагреву [1].

В рассматриваемом районе основными потребителями являются металлургические предприятия с круглосуточным рабочим графиком и часами максимума нагрузки не менее 5000 ч.

Согласно [2] рекомендуемая плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов питающих предприятия с часами максимума нагрузки более 5000 ч. равна 1.

Таблица 1.5 – Анализ работы линий в нормальном режиме при максимальной нагрузке сети.

Нагр. №	Марка	I_p, A		$j_{эк}$ 1 цепь
		1 цепь	1 цепь	
1-4	2хАС-400/51	624,46	825	1,561
1-5	2хАС-400/51	340,28	825	0,851
6-7	2хАС-120/19	34,85	390	0,29
6-8	АС-240/32	261,68	610	1,09
8-9	2хАС-150/24	151,61	450	1,011
6-9	АС-240/32	351,87	610	1,466
1-2	4хАС-400/51	504,41	825	1,261
2-3	2хАС-400/51	279,67	825	0,699
3-11	2хАС-400/51	121,09	825	0,303
11-12	2хАС-300/39	218,64	690	0,729
9-12	2хАС-300/39	178,67	690	0,596
10-11	2хАС-300/39	177,1	690	0,59
4-13	2хАС-300/39	194,53	690	0,648

Как видно из таблицы 1.5, ЛЭП в замене не нуждаются. Существующая сеть в режиме максимальных существующих нагрузок проверена и в реконструкции не нуждается.

Рассмотрим послеаварийные режимы. Для этого будем производить отключение каждой линии, если линия двухцепная, то отключаем одну цепь, если одноцепная то отключаем всю линию.

После этого запишем токи, которые протекают по линиям в рабочую таблицу. Для оценки качества электроэнергии в таблице отражается наибольшее отклонение напряжения в узлах ($dU_{нб}$), для послеаварийных режимов. Для каждой линии выделяется наиболее тяжелый для нее послеаварийный режим. Далее линия проверяется по допустимому длительному нагреву рабочим послеаварийным током. Данные проверки занесены в таблицу 1.6.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 1.6 – Анализ работы линий в послеаварийных режимах

№ линии	Лт, А													dUнб, кВ (№узла)			
	4-13	10-11	9-12	11-12	3-11	2-3	1-2	6-9	8-9	6-8	6-7	1-5	1-4				
№откл. линии																	
Норм. режим																	
1-4	194,5	177	178,6	218,6	121	279,6	504,4	351,8	151,6	261,6	34,8	340,2	624,4	-5,4(13)			
1-5	196,5	177	179,2	217,9	121,4	284,9	506,7	352,5	151,5	262	34,8	340,4	1260,8	-6,2(13)			
6-7	194,5	177	178,8	218,4	121,1	281,3	505,1	352	151,6	261,8	34,8	684,3	624,5	-5,4(13)			
6-8	193,5	177	178,7	218,5	121	279,7	504,4	351,9	151,6	261,7	69,7	340,2	624,4	-5,3(13)			
8-9	194,5	176,9	163,4	232,7	113,1	288,8	509,1	581,7	280,3	-	34,8	340,4	624,7	+5,3(12)			
6-9	194,5	177	180,4	216,9	122	278,9	504	327,7	276	288,6	34,8	340,2	624,4	-5,3(13)			
1-2	196,5	176,6	142,2	252,9	102	300,5	515,1	-	24,4	540,5	34,9	340,6	625,1	+5,7(12)			
2-3	194,5	177	182,5	214,8	123,1	279,2	672	356,9	150,5	264,3	34,8	340,6	625,2	-5,4(13)			
3-11	193,5	177,7	212,6	185	139	533,8	501,4	396,6	142,8	285,4	35,1	344,3	632,4	-6,6(13)			
11-12	194,5	177,7	161,7	236,7	226	289	509,2	329,9	157,4	250,4	34,8	340,4	624,7	-5,3(13)			
9-12	194,5	176,8	312,1	239,6	109,3	292,2	510,9	322,3	159,4	246,5	34,9	340,4	624,8	+5,5(12)			
10-11	194,5	356	178,4	219	121,3	279,8	504,5	351,6	151,6	261,5	34,8	340,2	624,4	-5,3(13)			
4-13	389,9	177	178,7	218,5	121	280,1	504,6	351,9	151,6	261,7	34,8	340,2	625	-5,5(13)			
I _{нб} /I _{лав} , А	389,9	366	312,1	378,4	226,04	533,8	672	581,7	276	540,5	69,7	684,3	1260,8	-6,2(13)			
I _{доп}	690	690	690	690	825	825	825	610	450	610	390	825	825	-			
Провод	2x300	2x300	2x300	2x300	2x400	2x400	4x400	1x240	2x150	1x240	2x120	2x400	2x400	-			
I _{нб} /I _{доп} , %	76,9	53,1	0,45	54,8	27,4	64,7	81,5	95,4	61,4	88,6	17,8	82,9	152,8	152,8			

Определим наибольшее отклонение напряжения по формуле [1.1]

$$\Delta U\% = \frac{6,27}{110} \cdot 100\% = 5,7\% \quad (1.11)$$

Из полученных результатов делаем следующие выводы:

- в одном из аварийных режимов линия 1-4 оказывается перегруженной;
- наибольшее отклонение напряжения в узле п.ст. Абразивная, не превышает 10 % что соответствует норме;
- экономическая плотность тока в нормальном режиме при максимальных нагрузках не превышает двукратного нормативного, следовательно, мероприятий по уменьшению плотности тока проводить не нужно.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

1.4 Баланс активных и реактивных мощностей

Баланс мощностей составляется для перспективных нагрузок.

Перспективное развитие подстанции Конверторная предполагает увеличение её мощности на 15 %, перспективное увеличение мощности потребителей сети района 10 %. Мощности генерируемые электростанциями остались прежними. Расчет мощности для балансирующего узла, а также определение потоков мощности через трансформаторы произведен в программе NETWORKS.

1.4.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как

$$\sum P_{\Sigma} = \sum P_{H}, \quad (1.12)$$

где $\sum P_{\Sigma}$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{H}$ – суммарное потребление мощности.

$$\sum P_{n} = \sum P_{H} + \sum P_{CH} + \sum \Delta P_{л} + \sum \Delta P_{т}. \quad (1.13)$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2%, в трансформаторах 1,2% от мощности нагрузок. Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин низкого напряжения. Нагрузки подстанций и потери в трансформаторах сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Мощности узлов сети с учетом перспективного развития района в режиме максимальных нагрузок.

Мощность		Р, МВт
ВЛЭП 220 кВ		
1	Новометаллургическая 220кВ	47,96
2	ЧТЭЦ 3 220 кВ	-510
3	Козырево (БУ)	-258,87
ВЛЭП 110 кВ		
4	ЧФЗ	300,49
5	Хромовая	185
6	Новометаллургическая 110 кВ	185,24
7	Промплощадка	13,64
8	ТЭЦ ЧМК	-110
9	Плави́льная	60,1
10	Каштак	55,97
11	Конверторная (ГПП2)	97,24
12	ЧТЭЦ 3 110 кВ	-137,8
13	Абразивная	66

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2% от мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta P_{л} = m\% \cdot P_{\Sigma \text{потр}}, \quad (1.14)$$

где $m\%$ – процент потерь в линии, $m\% = 2$;

$P_{\Sigma \text{потр}}$ – суммарная мощность потребителей;

Суммарная активная мощность потребителей:

$$\sum P_{\text{персп.}} = 47.96 + 300.49 + 185 + 185.24 + 13.64 + 60.1 + 55.97 + 97.24 + 66 = 1011 \text{ МВт.}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Полная активная мощность через трансформаторы:

$$\sum P_T = (183,25 + 92,5 + 40,92 + 41,67) \cdot 2 = 716,83 \text{ МВАр.}$$

Суммарные потери активной мощности в трансформаторах примем 1,2 % от мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta P_{\text{тр.п}} = \frac{1,2}{100} \cdot 716,83 = 8,6 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в линиях ($\sum \Delta P_{\text{лп}}$) примем 2% от мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta P_{\text{лп}} = \frac{2}{100} \cdot 1011 = 20,22 \text{ МВт.}$$

Активная мощность потребителей с учетом потерь в линиях и трансформаторах:

$$\sum P_n = 1011 + 8,6 + 20,22 = 1039,8 \text{ МВт.}$$

Суммарная генерируемая мощность складывается из мощности, вырабатываемой на электростанциях и мощности, поступающей из соседних систем.

Определим активную мощность генерируемую электростанциями

$$\Sigma P_{\Gamma} = 510,1 + 137,85 + 110 = 757,95 \text{ МВт.}$$

Определим реактивную мощность генерируемую электростанциями

$$\Sigma Q_{\Gamma} = 210,2 + 74,4 + 144 + 20 = 448,6 \text{ МВт.}$$

Определим активную мощность передаваемую системой (п.ст. Козырево)

$$P_C = \Sigma P_{\Gamma} - \Sigma P_n,$$

$$P_C = 757,95 - 1039,84 = -279,89 \text{ МВт.}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

1.4.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует выражение

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_n, \quad (1.15)$$

где $\sum Q_2$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_n$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_l$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_m$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем 5% от модуля полной передаваемой по линии мощности при 110 кВ. Потери реактивной мощности в трансформаторах примем 7% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

Полные нагрузки подстанций и потери реактивной мощности в трансформаторах сведены в таблицу 1.8.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 1.8 – Мощности узлов сети с учетом перспективного развития района в режиме максимальных нагрузок.

Мощность		Q, МВА
ВЛЭП 220 кВ		
1	Новометаллургическая 220кВ	-144
2	ЧТЭЦ 3 220 кВ	-210
3	Козырево (БУ)	-155,69
ВЛЭП 110 кВ		
4	ЧФЗ (ГПП1)	200,48
5	Хромовая	152,04
6	Новометаллургическая 110 кВ	32,78
7	Промплощадка	1,87
8	ТЭЦ ЧМК	-20,1
9	Плавильная	9,68
10	Каштак	41,58
11	Конверторная	45,63
12	ЧТЭЦ 3 110 кВ	-74,4
13	Абразивная	25

Потери реактивной мощности:

$$\sum Q_{\text{персп.}} = 200.48 + 152.04 + 32.78 + 1.87 + 9.68 + 41.58 + 45.63 + 25 = 509.06 \text{ МВАр.}$$

Полная реактивная мощность через трансформаторы:

$$\sum Q_{\text{т}} = (112,74 + 76,02 + 1,08 + 20,56) \cdot 2 = 420,8 \text{ МВАр.}$$

Таблица 1.9 – Нагрузки трансформаторов в максимальном режиме с учетом перспективных нагрузок.

Место установки	Тип	Кол-во	Рнагр., МВт	Qнагр., МВАр	Снагр., МВА	Сном, МВА	кз
ЧФЗ	АТДЦТН-250000	2	183,25	112,74	215,15	250	0,86
Хромовая	АТДЦТН-200000	2	92,5	76,02	119,73	200	0,59
Конвертор.	ТДНТ-63000	2	41,67	20,56	46,46	63	0,73

Потери реактивной мощности в трансформаторах принимаем из расчета 9% от полной мощности проходящей через трансформатор.

$$\sum \Delta Q_T = \frac{9\%}{100} \sum S_T = \frac{9}{100} \cdot 420,8 = 37,82 \text{ МВАр} \quad (1.13)$$

Потери в линиях:

Сеть состоит из линий 110-220 кВ поэтому для определения потерь берем усредненное значение 9 %.

$$\sum \Delta Q_{л} = \frac{9}{100} \cdot 509,06 = 45,81 \text{ МВАр}.$$

Суммарная реактивная мощность потребителей:

$$\sum Q_{п.} = 200.48 + 152.04 + 32.78 + 1.87 + 9.68 + 41.58 + 45.63 + 25 = 509.06 \text{ МВАр}.$$

Зарядная мощность ЛЭП:

Данные по зарядным мощностям берем из таблицы 1.4.

$$\sum Q_3 = (0,758 + 0,575 + 0,522 + 2,196 + 2,667 + 0,08 + 0,127 + 0,076 + 0,074 + 0,32 + 0,157 + 0,339 + 0,078) \cdot 2 = 15,938 \text{ МВАр}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Обменная реактивная мощность, поступающая из других систем равна:

$$Q_{\text{см}} = \sum Q_{\text{Г}} + \sum Q_{\text{З}} - (\sum Q_{\text{Н}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}) , \quad (1.17)$$

$$Q_{\text{см}} = 210,2 + 74,4 + 144 + 20 + 15,938 - (509,06 + 45,81 + 37,82) = -128,464 .$$

Более точный расчет баланса активных и реактивных мощностей производится после выбора схемы электрической сети. Окончательные выводы по выполнению условий баланса мощностей проводятся после анализа режимов работы сетевого района.

Мощность поступающая из системы:

$$S_{\text{с}} = 279,89 + j128,464 \text{ МВА} .$$

На основании проведенных расчетов баланса мощностей, установившегося режима сети при максимальной и минимальной нагрузке можно сделать следующие выводы:

- исходная сеть является дефицитной по реактивной и активной составляющей мощности поэтому требует передачи электроэнергии из сети;
- на подстанции Конверторная трансформаторы работают с загрузкой 73% что приведет к перегрузки одного трансформатора при выходе из строя второго;
- максимальное отклонение напряжения находится в пределах допустимого, следовательно мероприятия по регулировке напряжений не требуются.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2 Выбор Схемы электрических соединений

Наибольший рабочий ток на стороне 110 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{ав} S_{шт}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.1)$$

где

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,074 \text{ кА.}$$

Такое значение $I_{\text{раб.макс}}$ позволяет использовать в РУ – 110 кВ упрощенную схему с отделителями и короткозамыкателями, так как у отделителей, используемых на напряжении 110 кВ, длительно допустимый ток $I_{\text{дон}} = 1000 \text{ А}$. Для увеличения гибкости схемы и ее надежности, добавим на стороне 110 кВ мостик с выключателем.

Схема с выключателем в перемычке обеспечивает при повреждении на линии и отключении одного трансформатора возможность подключить его ко второй линии.

Выключатель в перемычке в нормальном режиме работы подстанции должен быть включен, чтобы при коротком замыкании (КЗ), была возможность быстрого отключения поврежденного участка схемы и восстановления с помощью АВР питания потребителей подстанции.

Ремонтная перемычка из разъединителей позволяет выводить в ремонт выключатель, без нарушения режима питания.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

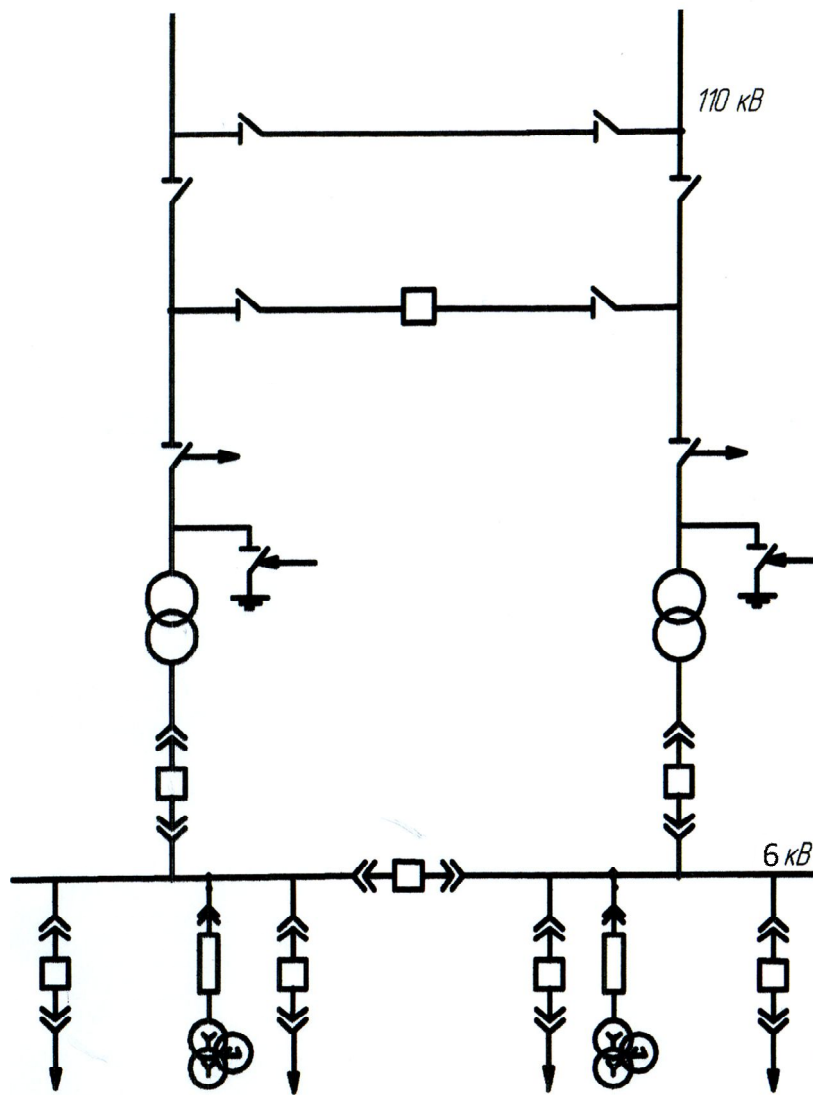


Рисунок 5- Схема электрических соединений

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

140400.2017.549.00 ПЗ

Пусть КЗ произошло в точке К2.

Периодическая составляющая тока в начальный момент времени по:

$$I_{no.K3}^{(3)} = \left(\frac{73}{72} + \frac{61,57}{96,41} \right) \cdot \frac{115}{6,6} = 12,707 \text{ кА}$$

Ударный ток по:

$$i_{y.K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,39 = 21,82 \text{ кА.}$$

Сведем все полученные значения токов КЗ в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Значения токов КЗ на проектируемой подстанции

Расчетная точка	$I_{no}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
К1	3,17	8,07
К2	12,707	21,82

Ограничения токов КЗ не требуется, так как выпускаемые промышленностью коммутационные аппараты способны отключить все токи КЗ, имеющие место на проектируемой подстанции.

3 Разработка подстанции с выбором соответствующего оборудования

3.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Выпишем исходные данные для выбора выключателя на стороне ввода 110 кВ, также выпишем максимальный рабочий ток линии для выбора трансформаторов тока:

$$I_{но}, = 3,17 \text{ кА} \quad i_{у}, = 8,07 \text{ кА}$$

Выключатели выберем по максимальному току трансформатора $I_{\text{макс.тр.}}$ с учетом допустимой перегрузки 40 %.

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.1)$$

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,46 \text{ кА},$$

где $S_{\text{ном.тр.}}$ – номинальная мощность трансформатора ТДНТ-63000,
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети.

К установке принимаются элегазовые выключатели ВГБ-110-40/2000УХЛ1 с гидравлическим приводом, разъединители РДЗ-110/1000НУХЛ1.

Параметры выключателя и разъединителя и необходимые требования к ним сведены в таблицу 3.2. Величины, входящие в таблицу, вычислены по следующим формулам, описанным также в учебной и справочной литературе [4].

Рассчитаем дополнительные параметры необходимые для выбора выключателей. Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов рассчитывается по формуле:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{с.в}} = 0,01\text{с} + 0,03\text{с} = 0,04\text{с}, \quad (3.3)$$

где $t_{3,\text{min}}$ - минимальное время действия релейной защиты,

$t_{\text{с.в}}$ - собственное время отключения выключателя,

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$T_a = 0,03$ с - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания,

$\beta = 45\%$ - допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения.

Используя эти значения, вычисляется аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.4)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,18 \text{ кА}.$$

Этот параметр сравнивается с номинальным допустимым значением аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , вычисляемой по формуле:

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{отк,ном}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40 / 100 = 25,456 \text{ кА}. \quad (3.5)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{\pi,0}^2 \cdot (t_{c,0} + T_a), \quad (3.6)$$

$$B_k = (3,17)^2 \cdot (0,03 + 0,03) = 0,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс тока должен быть меньше значения:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

Выключатель проверяется также и на включающую способность (по двум условиям $i_{y1} < i_{\text{вкл}}$ и $I_{\pi,0} < I_{\text{вкл}}$).

Разъединители выбираются по напряжению, по току и по электродинамической стойкости, а также по термической стойкости аналогично выключателю.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 3.1 - Параметры для выбора выключателей и разъединителей.

Необходимые параметры	Выключатель ВГБ-110-40/2000УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000УХЛ1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{доп}} = 0,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п, 0}} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл, ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а, т}} = 1,18 \text{ кА}$	$i_{\text{а, ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} = 8,07 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п, 0}} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} = 8,07 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$I_{\text{п, 0}} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$B_{\text{к}} = 0,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$

Выключатели и разъединители удовлетворяют требованиям.

3.2 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Исходные данные для выбора выключателя:

$$I_{\text{н.о}} = 12,707 \text{ кА}, \quad i_{\text{уо}} = 21,82 \text{ кА},$$

Секционные выключатели принимаем такими же, как и вводные на соответствующем напряжении.

Максимальный рабочий ток выключателя в утяжеленном режиме определим по формуле:

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{S_{\text{макс.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{узла}}} \quad (3.7)$$

$$S_{\text{макс}} = 69,42 \text{ МВА}$$

$$I = \frac{69,42}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,38 \text{ кА}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Максимальный ток через выключатель определим по формуле:

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,82 \text{ кА.} \quad (3.8)$$

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{S_{\text{нагр.норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{214}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,123 \text{ кА.} \quad (3.9)$$

Максимальный ток через выключатель определим по формуле

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,91 \text{ кА.} \quad (3.10)$$

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{макс.тр.}} = \frac{S_{\text{нагр.норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,47 \text{ кА.} \quad (3.11)$$

К установке принимаем выключатель типа ВГБ-110-40/2000УХЛ1, разъединители РД(З)-110.

Выключатели данного типа выполняются на один ток 2000 А, поэтому выбор сводится к проверке на динамическую и термическую стойкость, и проверке по максимальному рабочему току для самой загруженной ветви.

Расчет произведем аналогично.

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов по формуле:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$T_a = 0,02$ с - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания;

$\beta = 45\%$ - допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов определим по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12.707 \cdot e^{\frac{0,04c}{0,02c}} = 2.432 \text{ кА},$$

Этот параметр сравнивается с номинальным допустимым значением аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , вычисляемой по формуле:

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40 / 100 = 25,456 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания по формуле:

$$W_k = (12.707)^2 \cdot (0,03 + 0,02) = 8.073 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тепловой импульс тока должен быть меньше значения определяемого по формуле:

$$I_{тс} = 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

Разъединители выбираются по напряжению установки, по току и по электродинамической стойкости, а также по термической стойкости аналогично выключателю.

Все выключатели в схеме одинаковые, разъединители различные.

Параметры разъединителей и выключателей сведены в таблицу 3.2.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Для трансформаторов ТДНТ-63000, применяются разъединители РДЗ – 110/1000УХЛ1 имеющие ту же динамическую и термическую стойкость но меньшие номинальные токи равные 1000 А.

Таблица 3.2 - Параметры для выбора выключателей и разъединителей.

Необходимые параметры	Выключатель ВГБ-110-40/2000	Разъединитель РДЗ-110-2000Н.УХЛ1
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 100 \text{ кВ}$
$I_{\text{доп}} = 1413 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{П, 0}} = 12,707 \text{ кА}$	$I_{\text{откл, ном}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а,т}} = 2,432 \text{ кА}$	$i_{\text{а, ном}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 21,82 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	—
$I_{\text{П, 0}} = 12,707 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 21,82 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{П, 0}} = 12,707 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$V_{\text{к}} = 8,073 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

3.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

В выбранные выключатели встроены трансформаторы тока типа ТВ-110.

Таблица 3.3 – Характеристики ТТ ТВ - 110

Тип	ТВ - 110	
	Для измерений	Для защиты
Номинальный первичный ток	1000	1000
Номинальный вторичный ток	5	5
Класс точности	0,5S	10P
Номинальная предельная кратность	50	50
Ток термической стойкости	50	50
Время протекания тока термической	3	

Вторичная нагрузка измерительных трансформаторов тока сведена в таблицу 3.4. Схема подключения приборов для ВЛ изображена на рисунке 3.1.

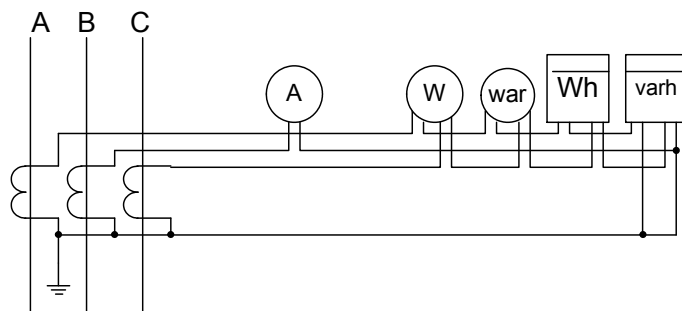


Рисунок 3.1 – Схема подключения приборов к ТТ

Таблица 3.4 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СЭТ-4ТМ	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов	СЭТ-4ТМ	2,5	-	2,5
Итого:		6	0,5	6

Общее сопротивление приборов по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (3.12)$$

Допустимое значение сопротивления проводов по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом} \quad (3.13)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,84} = 1,35 \text{ мм}^2,$$

По условию прочности сечения провода принимаем к установке медный кабель КРВГ с сечением 2,5 мм².

В зависимости от токов линий выберем номинальные первичные токи ТТ и сведем данные по ним в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – параметры трансформаторов тока на стороне 110 кВ.

Место установки	Тип	Uном, кВ	Iном, А	Класс точности
Шинносоединительный выключатель	ТВ-110-2-2000/5-У2	110	1500/5	0,5/0,5/10Р
Обходной выключатель	ТВ-110-2-2000/5-У2	110	2000/5	0,5/0,5/10Р
Тр-р ТДНТ-63000	ТВ-110-2-1000/5-У2	110	1000/5	0,5/0,5/10Р

3.4 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения запитываются от сборных шин РУ. Применяется на подстанции трансформатор напряжения НАМИ 110 УХЛ1.

Этот трансформатор имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некасадную конструкцию. Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения.

Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезию для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Мощность трансформатора НАМИ – 110 S = 400 ВА.

На стоне НН автотрансформатора установлены: вольтметр для измерения трёх междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр на стороне 110 кВ, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии.

Таблица 3.6 - Вторичная нагрузка измерительных приборов на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	tan φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Ваттметр	Д-335	2	2	1	0	11	44	-
Варметр	Д-345	2	2	1	0	11	44	-
Счетчик ватт-часов	И670	3,0 Вт	2	0,38	0,925	11	25,08	61,05
Счетчик воль-ампер часов реактивный	И670	3,0 Вт	2	0,38	0,925	11	25,08	61,05
ФМП	-	3,0	1	1	0	11	33	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Итого (ВА):							175,16	122,1

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{175.16^2 + 122.1^2} = 213.51 \text{ ВА}$$

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$S_{2\Sigma} = 213,51 < S_{\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$$

3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока промышленной частоты в сетях с любой системой заземления используются ограничители перенапряжений (ОПН).

Разрядники, используемые на проектируемой подстанции, представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Ограничители перенапряжений, используемые на подстанции

Тип	Место установки	Напряжение, кВ					
		Действующее значение		Наибольшее амплитудное значение			
		Номинальное	Наибольшее допустимое	Номинальный разрядный ток, кА	Остающееся при импульсном токе с амплитудой, кА		
0,5	5				10		
ОПН-РС 6/7,6	На стороне 6 кВ	6	7,6	10	18,2	18,9	19,4
ОПН-9-110/73	На стороне 110кВ	110	73	10	185	218	233

3.6. Выбор предохранителей

Для защиты трансформаторов напряжения, установленных на сборных шинах 6 кВ, от токов внутренних КЗ используются плавкие предохранители ПKN001 – 10УЗ.

Предохранители ПKN 001-10 могут применяться для цепей с номинальным напряжением 3 и 6 кВ.

Для защиты всех трансформаторов напряжения от токов КЗ в цепи измерительных приборов используются плавкие предохранители ПН2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
						45

Все предохранители поставляются в комплекте с трансформаторами напряжения.

3.7. Выбор заземлителей нейтралей

Для заземления нейтралей силовых трансформаторов выбираем заземлители типа ЗОН – 110М – IУ1 (по таблице 5.6 [4]). Заземлители устанавливаются параллельно с вентильными разрядниками.

На заземлителях установлен привод ПРН – 11У1.

4 Релейная защита подстанции Конверторная

Согласно [ПУЭ п.3.2.2] электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты [ПУЭ, п. 3.2.4] должны обеспечить наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей втягивание в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Надежность функционирования релейной защиты [ПУЭ, п.3.2.7] (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств. При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4.3 Максимальная токовая защита от токов в обмотках трансформатора, вызванных перегрузкой

Защита выполняется с помощью реле тока РТ – 40.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по (77). $K_{отс} = 1,05$ по [9]. Ток срабатывания реле определяется по (81). Результаты расчета сведены в таблицу 23.

Таблица 4.4 – Расчет первичных и вторичных токов в плечах защиты.

Наименование величины	Числовое значение стороны	
	110 кВ	10 кВ
Первичный ток на стороне защищаемого трансформатора, А	74	809
Первичный ток срабатывания защиты, А	104,7	1252,4
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	100/5	1000/5
Ток срабатывания реле, А	9,51	5,74

6. Освещение подстанции

Наружное освещение подстанции осуществляется прожекторами ПЗС - 45 с лампами мощностью 1000 Вт напряжением 220 В, питаемых от трансформаторов собственных нужд.

Прожектора устанавливаются на прожекторных мачтах по углам подстанции. Расположение прожекторных мачт показано на листе графической части проекта. Угол наклона прожекторов к плоскости подстанции $\theta = 18^\circ$. Высота установки прожекторов $h=22$ м (исходя из высоты типовых мачт 21 м [12]).

Расчет освещения подстанции производим методом изолюкс. Построим изолюксу одного прожектора.

Освещенность точки площадки подстанции:

$$E = eh^2\rho^3, \quad (6.1)$$

где:

e – норма освещенности поверхности, равная 1 лк [12];

ρ^3 – вспомогательная величина (определяется по таблице 61 [12]). Для расстояния $X=22$ м от прожектора

$$E = 1 \cdot 22^2 \cdot 2 = 968 \text{ лк.}$$

По изолюксам на условной плоскости (рисунок 44 [12]) определяем координату $\eta=0,5$ на условной плоскости с освещенностью $E=968$ лк.

Координата y на площадке подстанции:

$$y = \eta\rho h. \quad (6.2)$$

$$y = 0,5 \cdot 1,26 \cdot 22 = 13,86 \text{ м.}$$

Дальнейший расчет координат для построения изолюксы освещенности

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

производится аналогично. Результаты расчета сведены в таблицу 13.1.

Таблица 13.1 – Построение изолюксы освещенности прожектора

X, м	22	33	44	55	66	77	88
Y, м	13,86	11,22	12,58	14,26	16,54	16,63	15,79

Изолюкса прожектора представлена на рисунке 13.1. Изолюкса изображена для одного квадранта, так как она симметрична относительно оси у. После рассмотрения различных вариантов расположения прожекторов на прожекторных мачтах и рассмотрения полученных зон освещенности принимаем к установке на проектируемой подстанции 5 прожекторов. На мачтах №2, №3 и №4 - по одному прожектору. На мачте №1 - два прожектора.

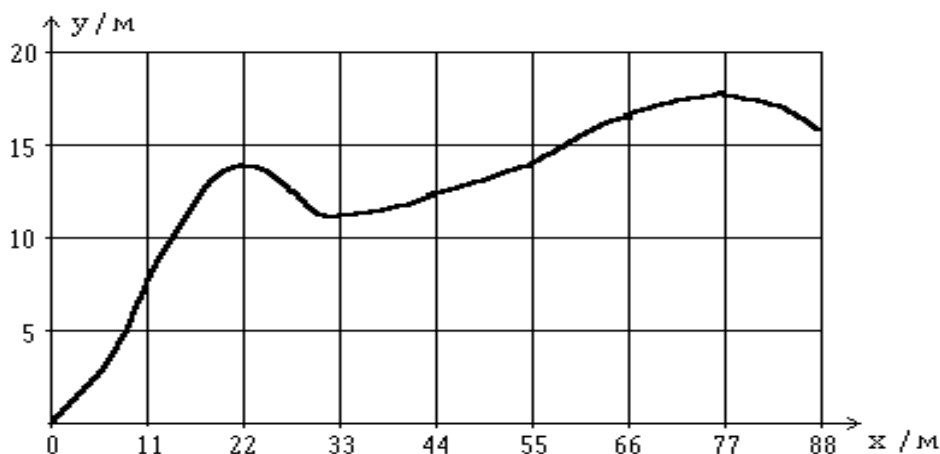


Рисунок 13.1 – Изолюкса прожектора.

При таком расположении прожекторов территория подстанции полностью освещается.

9 АПВ

Выдержка времени однократного АПВ или первого цикла двукратного АПВ линий с односторонним питанием должна отвечать двум требованиям:

– выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

$$t_{\text{апв-1}} = t_{\text{гот.прив.}} + t_{\text{зап.}}, \quad (4.20)$$

где $t_{\text{гот.прив.}}$ - время готовности привода, которое для различных приводов принимается в пределах от 0,2 до 1 с.

$t_{\text{зап.}}$ - время учитывающее непостоянство $t_{\text{гот.прив.}}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3-0,5 с.

$$t_{\text{апв-1}} = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

– выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{\text{апв-1}} = t_{\text{д.}} + t_{\text{зап.}}, \quad (4.21)$$

где $t_{\text{д.}}$ - время деионизации составляющее от 0,1 до 0,3 с.

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса учитывающее непостоянство $t_{\text{д.}}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3-0,5 с.

$$t_{\text{апв-1}} = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с.}$$

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{\text{АПВ}}$.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Выдержка времени готовности $t_{\text{АПВ-1}}$. Выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме:

$$t_{\text{апв-1}} = t_{\text{защ.}} + t_{\text{зап.}} + t_{\text{отк.}} \quad (4.22)$$

где $t_{\text{защ.}}$ - наибольшая выдержка времени защиты действующей на отключения (2 с.)

$t_{\text{отк.}}$ - время отключения выключателя (0,03 с)

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

$$t_{\text{апв-1}} = 2 + 0,03 + 0,3 = 2,33 \text{ с.}$$

Ниже приведена функциональная схема АПВ

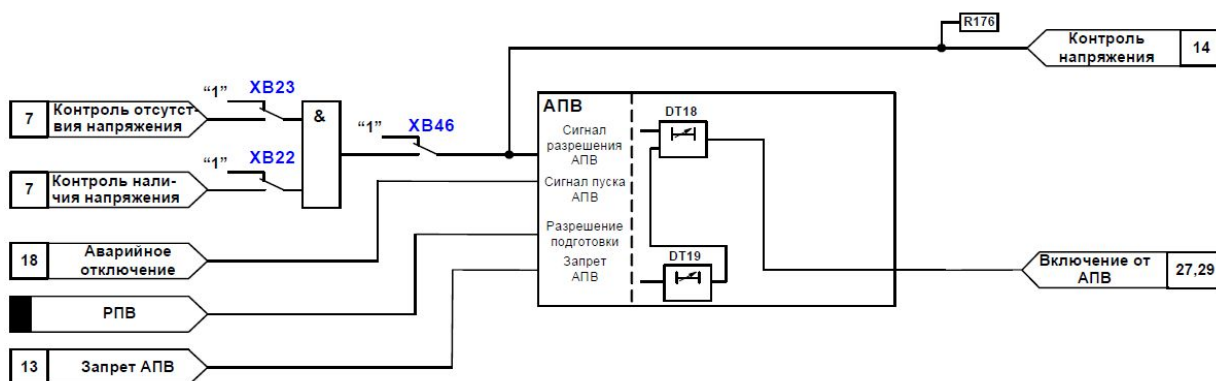


Рисунок 4.3 – Функциональная схема АПВ.

Заключение

В результате данной дипломной работы был проведен анализ части энергетической сети Челябинской области. Рассмотрен вопрос устойчивости сети при увеличении нагрузки потребителей, а так же качество электроэнергии в минимальном и максимальном режиме.

Данные расчетов показали что сеть устойчива во всех аварийных режимах и ее параметры не превышают допустимых значений.

Был проведен расчет подстанции Конверторная с заменой изношенного оборудования на новое. На подстанции была установлена современная коммутационная оборудование, релейная защита и автоматика.

Была произведена оценка эффективности капиталовложений и сроки их окупаемости, также проведено сравнение надежности электрической схемы подстанции в зависимости от типа используемых выключателей. Результаты показали преимущество современных элегазовых выключателей над воздушными.

В дипломной работе были освещены вопросы безопасности в плане производства работ при реконструкции подстанции.

					140400.2017.549.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Библиографический список

1. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов, - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012.
2. Правила устройства электроустановок, издание 7, 2014.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 3-е издание, переработанное и дополненное – М.: ЭНАС, 2009.
- 4 Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р.В.Гайсаров. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002.
5. ГОСТ - 54149- Стандарт качества электропитания.
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ. Утвержден Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136.
7. Приказ № 57 РАО «ЕЭС России» от 11.02. 2008.
- 8) Федеральный закон от 04.05.99г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (в ред. 2014г.);
- 9) Федеральный закон от 24.06.98г. №89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в ред. 2014г.) ;
10. Беркович М. А. Автоматика энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
11. Модернизированные КТПБ 110/10(6), 110/35/10(6), 110/20 и 35/10(6) различного назначения. Техническое описание и инструкция по монтажу и эксплуатации ОГК.412.070. - Куйбышев, 1982. - 92 с.
12. Кнорринг Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения. - Л., 1960. - 342 с.

13. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122 - 87/ Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

14. Защитное заземление: Методические указания/ Под ред. Паниной О. А. - Саратов, 1995. - 16 с.

15. Справочник по проектированию подстанций 35 - 1150 кВ/ Под ред. Самойлова Я. С. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 302 с.

16. Синягин Н. Н. Система планово-предупредительных ремонтов оборудования и сетей промышленной энергетики. - М.: Энергия, 1978. - 408 с.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	140400.2017.549.00 ПЗ				