

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

**«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»**

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

_____/_____/

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие промышленного энергетического узла с разработкой подстанции
"Новая" 110/10кВ

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13-178-1413. ВКР**

Руководитель, доцент, к.т.н

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 471

_____/ И.Е.Колесников /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

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

Заведующий кафедрой _____ И.М. Кирпичникова

Руководитель работы _____ К.Е. Горшков

Студент _____ И.Е. Колесников

АННОТАЦИЯ

Колесников И.Е., Расчёт и анализ сети 110 кВ. Разработка подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2017, 73 с., 30 ил., 42 табл., библиогр. список – 8 наим., 4 листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен расчет и анализ схемы сети.

Рассмотрены все варианты послеаварийных режимов.

Рассмотрены варианты развития электрической сети.

На основании расчетов максимального, минимального и послеаварийного выполнена проверка ЛЭП по допустимой нагрузке.

Разработана новая подстанция 110/10 кВ, была выбрана принципиальная схема, выбраны трансформаторы и остальное оборудование.

Все расчеты и оформление выполнены с использованием программных комплексов «*RASTR*», «*FlashProt*», «*MathCad*», «*Microsoft Office*», «*ТоКо1.00*».

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Колесников И.Е.</i>			<i>Расчёт и анализ сети 110 кВ. Разработка подстанции 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						73
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ кафедра ЭССИСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова И.М.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТИ И ЕЕ АНАЛИЗ.....	5
1.1 Баланс активной мощности.....	5
1.2 Баланс реактивной мощности.....	6
1.3 Расчет и анализ режимов сети	8
1.3.1 Максимальный режим.....	9
1.3.2 Минимальный режим.....	14
1.3.3 Послеаварийный режим.....	16
1.3.4 Варианты подключения подстанции «Новая»	38
2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ.....	44
2.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощности.....	45
2.2 Выбор схем распределительных устройств.	48
2.2.1 Выбор РУВН.....	48
2.3 Выбор РУНН.....	49
2.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах.....	50
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	51
3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ	53
3.1 Выбор выключателей и разъединителей на ВН.....	53
3.1.1 Выбор выключателей.....	53
3.1.2 Выбор разъединителей.....	55
3.2 Выбор трансформаторов тока.....	56
3.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	60
3.4 Выбор токоведущих частей для РУ ВН.....	61
3.5 Выбор выключателей и разъединителей на стороне низшего напряжения.....	62
3.6 Выбор комплектного распределительного устройства.....	64
3.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения РУ НН.....	64
3.8 Выбор токоведущих частей РУ НН.....	70
3.9 Выбор схемы питания собственных нужд.....	70
3.9.1 Определение мощности потребителей собственных нужд.....	70
3.10 Управление и сигнализация.....	72
3.11 Конструктивное исполнение.....	73
4. РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	77

										Лист
										3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.178-013. ПЗ					

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики в большой мере определяет уровень развития всей страны. Многие годы энергетическая отрасль имела малое финансирование, поэтому большая часть подстанций устарела и не соответствуют современным условиям.

Анализ электрической сети и разработка подстанции вызваны ростом нагрузок района.

Задачей разработки является технико-экономическое обоснование решений, определяющих развитие электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых будет обеспечена высокая надежность снабжения потребителей электроэнергией в необходимом объеме и требуемого качества с наименьшими затратами на развитие и эксплуатацию.

Целями данной выпускной квалификационной работы являются:

- анализ существующей схемы сети;
- расчет и анализ установившихся режимов сети после реконструкции;
- выбор силового оборудования, релейной защиты и автоматики разрабатываемой подстанции.
- выбор места установки, количество и высота молниеотводов.

При проектировании была использована нормативная, справочная и учебная литература, прежде всего работы [1-5].

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

1 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТИ И ЕЕ АНАЛИЗ

1.1 Баланс активных мощностей

В любой момент времени в систему должно поступать количество электроэнергии, которое в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, т.е баланс по активной мощности при неизменной частоте можно записать [6]:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (1.1)$$

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

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

В данной схеме электрической сети электростанции отсутствуют, но есть мощности, поступающие из соседних районов.

Поэтому

$$\Sigma P_{Г} = 32,1 \text{ МВт.}$$

Баланс активных мощностей рассмотрим для режима максимальных нагрузок ($P_{Н} = P_{Н.макс}$).

Потребление активной мощности складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{Н}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{Л}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}. \quad (1.2)$$

Суммарная нагрузка потребителей по активной мощности (табл.1.3):

$$\Sigma P_{Н} = 55,6 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2–3%, в трансформаторах 1,2–1,5 % мощности всех нагрузок [6].

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2 % от мощности всех нагрузок [4]:

$$\Sigma \Delta P_{Л} = 0,02 \cdot 55,6 = 1,112 \text{ МВт.}$$

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

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

$$\Sigma \Delta P_T = 0,012 \cdot 55,6 = 0,667 \text{ МВт.}$$

Суммарное потребление мощности в узлах:

$$\Sigma P_{\Pi} = 55,6 + 1,112 + 0,667 = 57,379 \text{ МВт.}$$

Исходя из этого, необходимая обменная мощность с балансирующим узлом:

$$P_c = \Sigma P_T - \Sigma P_{\Pi} = 32,1 - 33,13 = -1,779$$

Отсюда следует, что мощность будет поступать из балансирующего узла – **ПС №1**.

1.2 Баланс реактивных мощностей

Баланс реактивной мощности запишем так [6]:

$$\Sigma Q_G + \Sigma Q_3 \pm Q_{KV} \pm Q_C = \Sigma Q_{\Pi}, \quad (1.3)$$

где ΣQ_G – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции или поступающая из соседнего района сети;

ΣQ_3 – зарядная мощность, генерируемая линиями;

Q_{KV} – реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_C – величина обменной реактивной мощности, определяемая коэффициентом мощности соседней системы $tg \varphi_c$;

ΣQ_{Π} – суммарное потребление реактивной мощности в системе.

В данной схеме электрической сети района электростанции отсутствуют, но имеются мощности, поступающие из соседних районов.

Поэтому (см. таблицу 1.4):

$$\Sigma Q_G = -48 \text{ Мвар.}$$

Зарядную мощность, генерируемую линиями, и реактивную мощность компенсирующих устройств примем равными нулю.

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

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

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_H$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_L$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_T$:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_H + \sum \Delta Q_L + \sum \Delta Q_T. \quad (1.4)$$

Суммарная нагрузка потребителей по реактивной мощности (форм.1.3):

$$\sum Q_H = 86,9 \text{ Мвар.}$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 1–2 % от модуля полной передаваемой по линии мощности [6].

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5–9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор [6].

Суммарные потери реактивной мощности в линиях примем 1% от модуля полной передаваемой по линии мощности:

$$\sum \Delta Q_L = 0,01 \cdot \sqrt{(-48)^2 + 86,9^2} = 0,993 \text{ Мвар.}$$

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах примем 5% от полной мощности, проходящей через трансформатор:

$$\sum \Delta Q_T = 0,05 \cdot \sqrt{(-48)^2 + 86,9^2} = 4,964 \text{ Мвар.}$$

Суммарное потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\Pi} = 86,9 + 0,993 + 4,964 = 92,857 \text{ Мвар.}$$

Исходя из баланса реактивных мощностей, необходимая обменная мощность с балансирующим узлом:

$$Q_c = 92,857 - 48 = 44,857 \text{ Мвар.}$$

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Расчет и анализ режимов сети

Задачей расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Для определения состояния электрической сети рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

- максимальных нагрузок, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок;
- послеаварийный режим.

Режимы наибольших и наименьших нагрузок электрической сети во многих случаях могут считаться достаточно показательными, так как параметры остальных режимов должны находиться между рассчитанными предельными.

Расчет послеаварийного режима необходим для выявления максимальных значений потоков мощности, возникающие при отключении либо наиболее загруженной линии, либо значительной генерирующей мощности. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму [6].

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

1.3.1 Максимальный режим

В максимальном режиме будем использовать максимальные нагрузки сети. Карта максимального режима представлена на рисунке 1.1.

Результаты расчета токовой загрузки ЛЭП в максимальном режиме работы сети приведены на рисунке.

Таблица 1.1 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I _{max} , А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	385	780	1,6
2×150	ЛЭП	2	5	115	900	0,383
120	ЛЭП	2	7	80	390	0,667
150	ЛЭП	3	7	148	450	0,99
150	ЛЭП	3	2	266	450	1,773
2×150	ЛЭП	3	6	474	900	1,58
70	ЛЭП	9	8	38	265	0,543
70	ЛЭП	9	10	30	265	0,429
70	ЛЭП	10	8	94	265	1,34
-	Тр-р	7	8	44	-	-
-	Тр-р	7	11	97	-	-
-	Тр-р	6	12	315	-	-
-	Тр-р	6	13	160	-	-

Предельную экономическую плотность тока выбираем исходя из среднего числа часов использования максимальной нагрузки для металлургической отрасли, она составляет 6500 часов, значит, плотность тока для алюминиевых проводов будет равна 1 А/мм².

В линиях 1-2, 3-2, 3-6, 10-8 наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

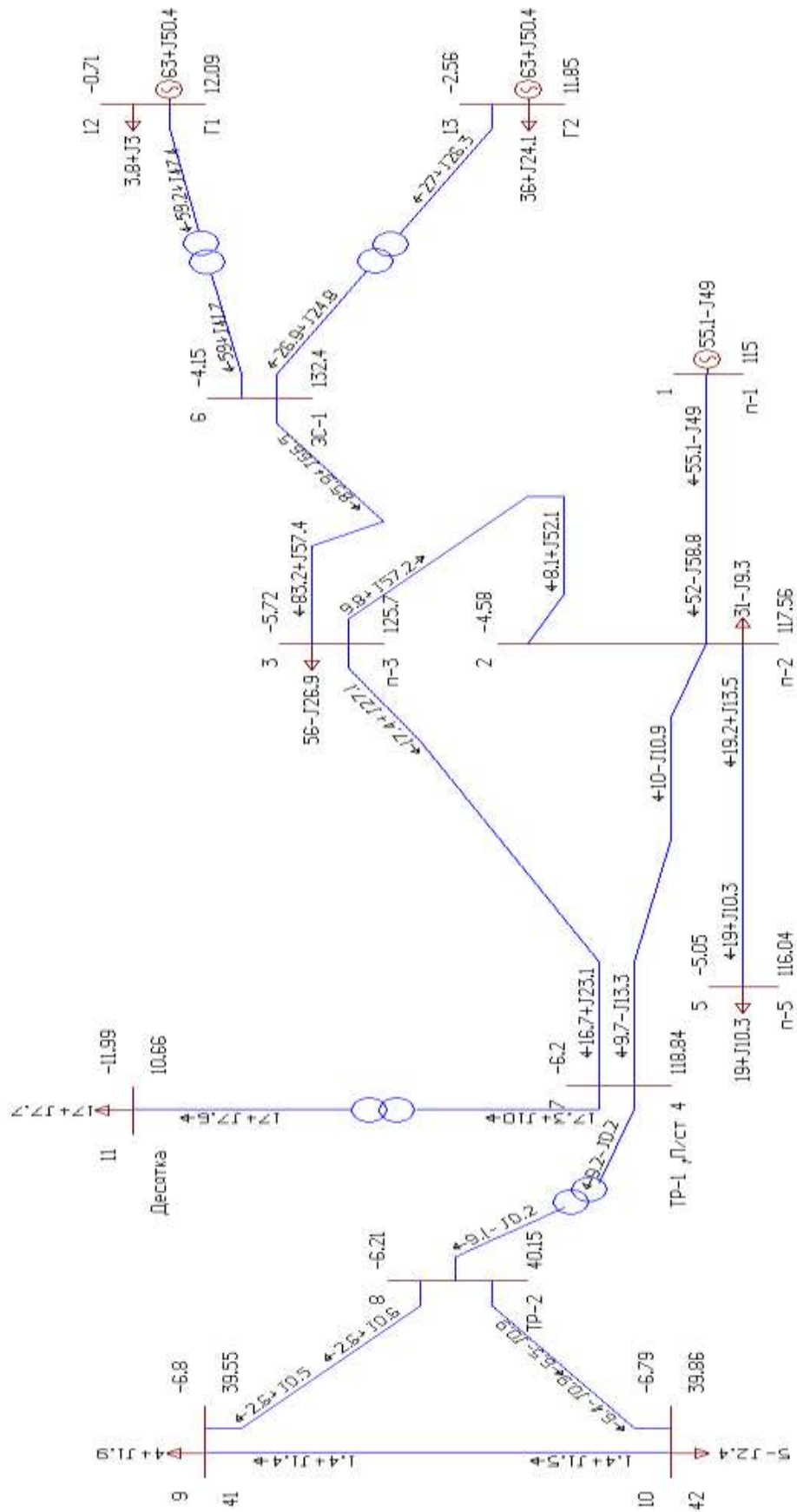


Рисунок 1.1 – Карта максимального режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

10

Одним из показателей качества электроэнергии является допустимое отклонение напряжения в узлах сети. Согласно Р54149–2010 допустимое отклонение напряжения в узлах сети $\pm 5\%$ номинального или согласованного значения.

Таблица 1.2 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Номер	Uном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU ,кВ
1	115	115	0
2	110	117,56	7,56
3	110	125,7	15,7
5	110	116	6
6	110	132,4	22,4
7	110	118,84	8,84
8	35	40,15	5,15
9	35	39,55	4,55
10	35	39,86	4,86
11	10	10,66	0,66
12	10	12,09	2,09
13	10	11,85	1,85

Допустимое превышение напряжения для сетей 110кВ – 5%, а это 5.5 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 35кВ – 8%, а это 2.8 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 10кВ – 8%, а это 0.8 кВ.

В связи с превышением напряжения выше допустимого в узлах 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13, необходимо снизить выработку реактивной мощности на электростанции (ЭС-1).

Уменьшаем выработку реактивной мощности до 20 МВАр.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата	13.03.02.2017.178-013. ПЗ				

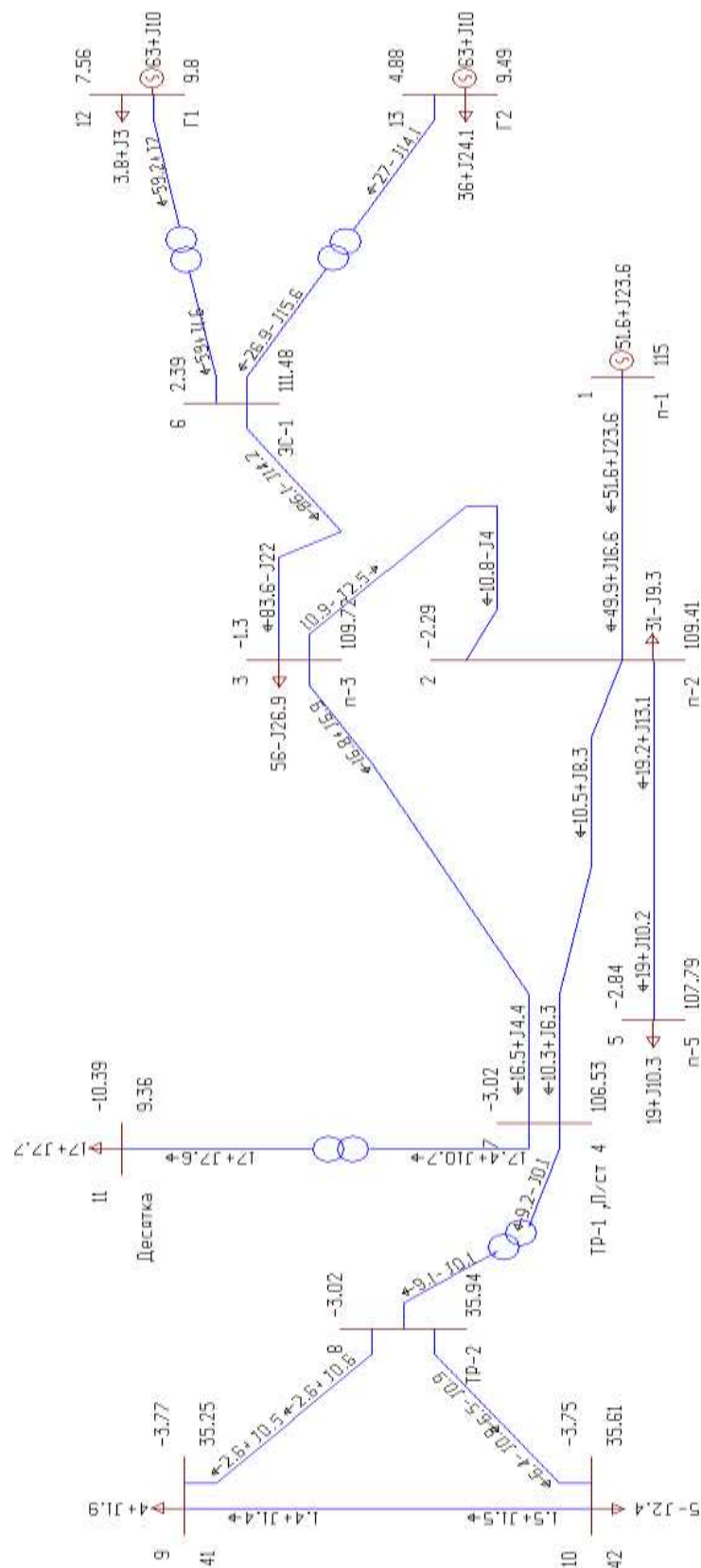


Рисунок 1.2 – Карта максимального режима, после изменения количества реактивной мощности вырабатываемой на ЭС-1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

12

Таблица 1.3 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Номер	Uном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU ,кВ
1	115	115	0
2	110	109,51	0,49
3	110	109,72	0,28
5	110	107,79	2,21
6	110	111,48	1,48
7	110	106,53	3,47
8	35	35,94	0,94
9	35	35,25	0,25
10	35	36,61	1,61
11	10	9,36	0,64
12	10	9,8	0,2
13	10	9,49	0,51

Допустимое превышение напряжения для сетей 110кВ – 5%, а это 5.5 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 35кВ – 8%, а это 2.8 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 10кВ – 8%, а это 0.8 кВ.

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

1.3.2 Минимальный режим

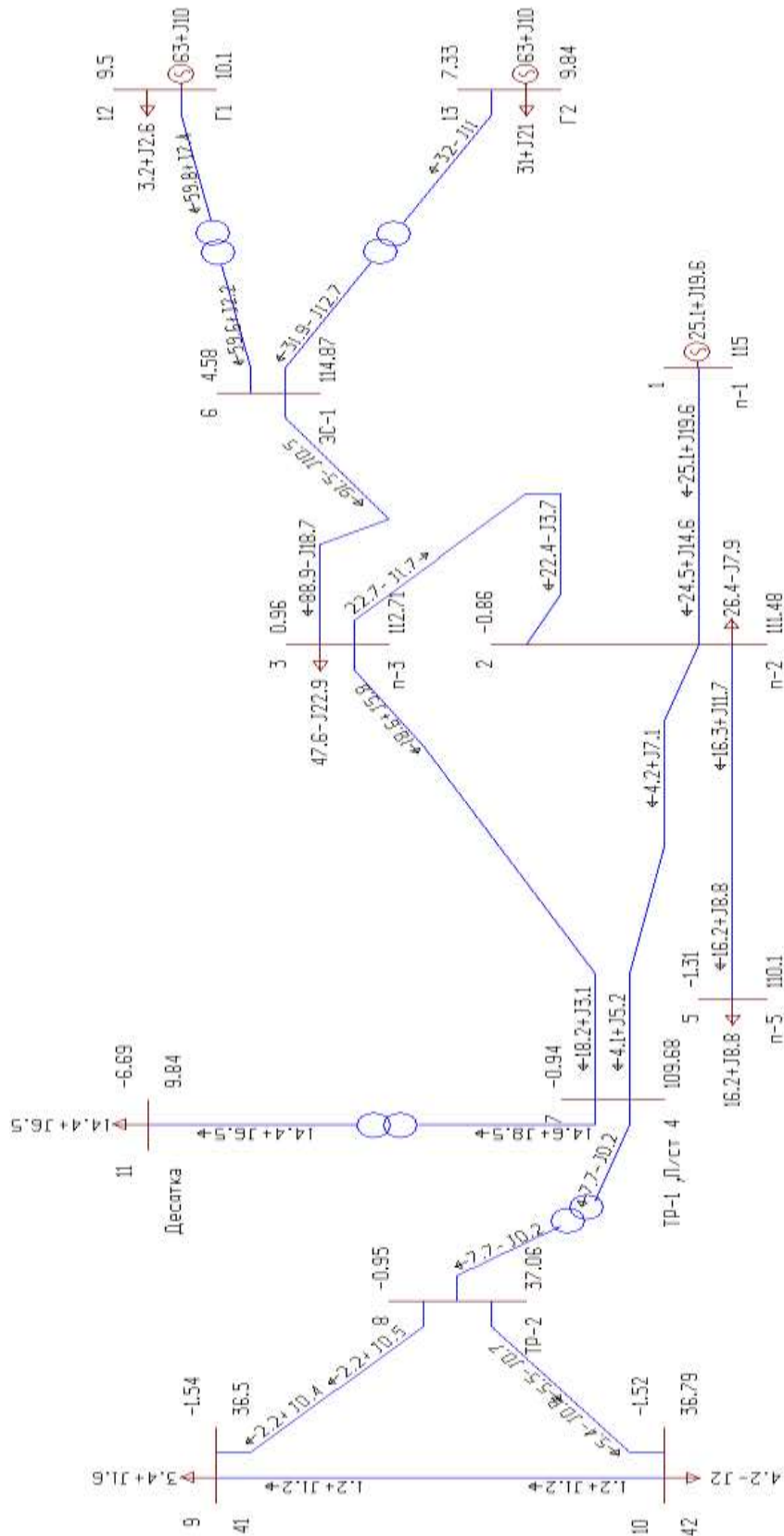


Рисунок 1.3 – Карта минимального режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

14

Таблица 1.4 – Напряжения в узлах при минимальных нагрузках

Номер	Uном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU ,кВ
1	115	115	0
2	110	111,48	1,48
3	110	112,71	2,71
5	110	110,1	0,1
6	110	114,87	4,87
7	110	109,68	0,32
8	35	37,06	2,06
9	35	36,5	1,5
10	35	36,79	1,79
11	10	9,84	0,16
12	10	10,10	0,10
13	10	9,84	0,16

Допустимое превышение напряжения для сетей 110кВ – 5%, а это 5,5 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 35кВ – 8%, а это 2,8 кВ.

Допустимое превышение напряжения для сетей 10кВ – 8%, а это 0,8 кВ.

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

Делаем вывод, что напряжения в узлах сети отвечают требованиям ГОСТ Р54149–2010 качества электрической энергии.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.3.3 Послеаварийные режимы

Рассмотрим аварию – выход из строя всех ЛЭП и трансформаторов по очереди. Для каждого случая, будем искать плотности тока больше 2.

Таблица 1.5 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 1-2

Сечение, мм.	Тип	N нач	N кон	I max, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1×120	ЛЭП(ав)	1	2	296	390	2,467
2×150	ЛЭП	2	5	129	900	0,43
120	ЛЭП	2	7	75	390	0,625
150	ЛЭП	3	7	100	450	0,667
150	ЛЭП	3	2	64	450	0,427
2×150	ЛЭП	3	6	478	900	1,593
70	ЛЭП	9	8	46	265	0,657
70	ЛЭП	9	10	35	265	0,5
70	ЛЭП	10	8	112	265	1,6
-	Тр-р	7	8	53	-	-
-	Тр-р	7	11	119	-	-
-	Тр-р	6	12	322	-	-
-	Тр-р	6	13	170	-	-

В линии 3-6, 10-8 наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

В линии 1-2 плотность тока превышает двукратный размер, рекомендуется заменить провод на 2хАС-150/24.

Таблица 1.6 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	Uном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	103,35	6,65
3	110	103,64	6,36
5	110	101,64	8,36
6	110	105,43	4,67
7	110	100,28	9,72
8	35	33,79	1,21
9	35	33,07	1,93
10	35	33,45	1,55
11	10	8,68	1,32
12	10	9,27	0,73
13	10	8,95	1,05

В узле 2, 3, 5, 7, 11, 13, наблюдается отклонение напряжения выше нормы.

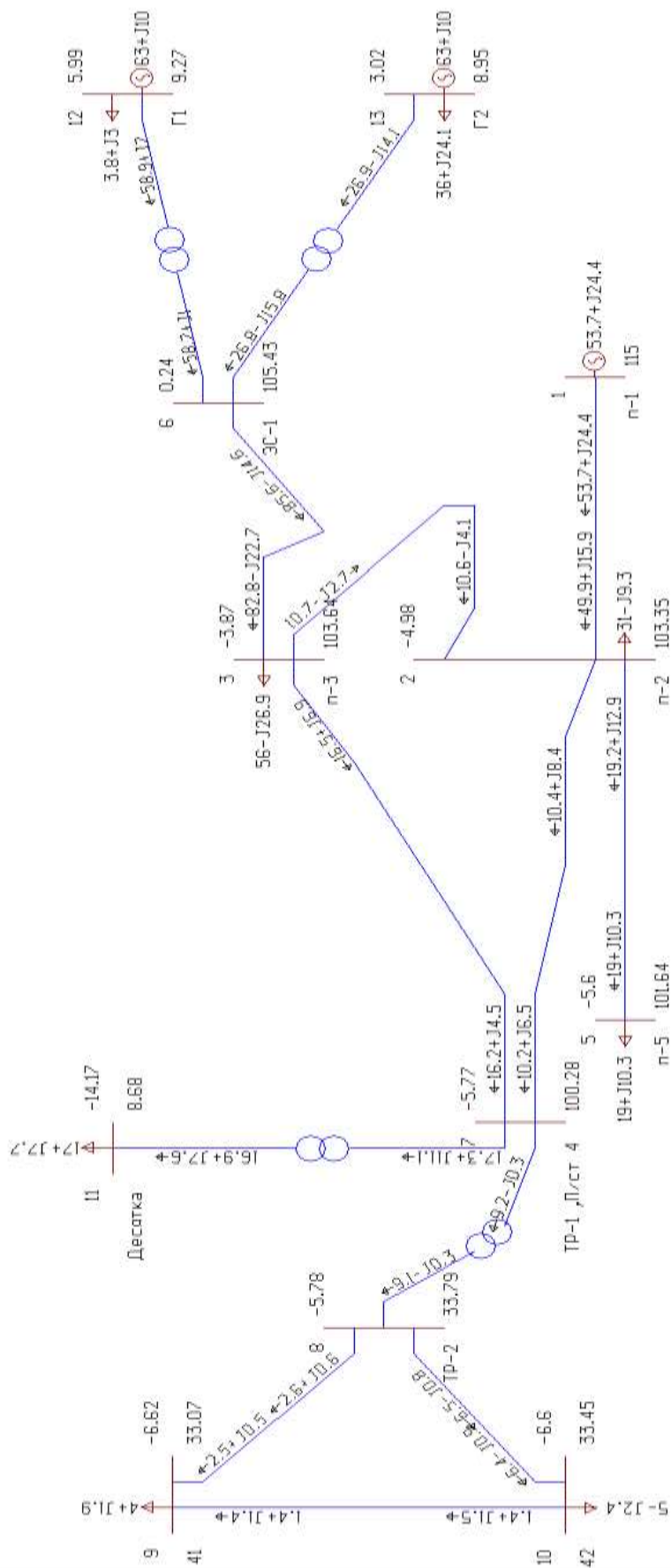


Рисунок 1.4 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

17

Таблица 1.7 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 2-5

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I _{max} , А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	278	780	1,158
1×150	ЛЭП(ав)	2	5	120	450	0,8
120	ЛЭП	2	7	69	390	0,575
150	ЛЭП	3	7	95	450	0,633
150	ЛЭП	3	2	60	450	0,4
2×150	ЛЭП	3	6	452	900	1,507
70	ЛЭП	9	8	43	265	0,614
70	ЛЭП	9	10	33	265	0,471
70	ЛЭП	10	8	105	265	1,5
-	Тр-р	7	8	49	-	-
-	Тр-р	7	11	110	-	-
-	Тр-р	6	12	305	-	-
-	Тр-р	6	13	161	-	-

В линиях 1-2, 3-6, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.8 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	U _{расч} ,кВ	U,кВ
1	115	115	0
2	110	109,71	0,29
3	110	110,13	0,13
5	110	106,52	3,48
6	110	111,89	1,89
7	110	106,93	3,07
8	35	36,08	1,08
9	35	35,4	0,4
10	35	35,75	0,75
11	10	9,4	0,6
12	10	9,83	0,17
13	10	9,53	0,47

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

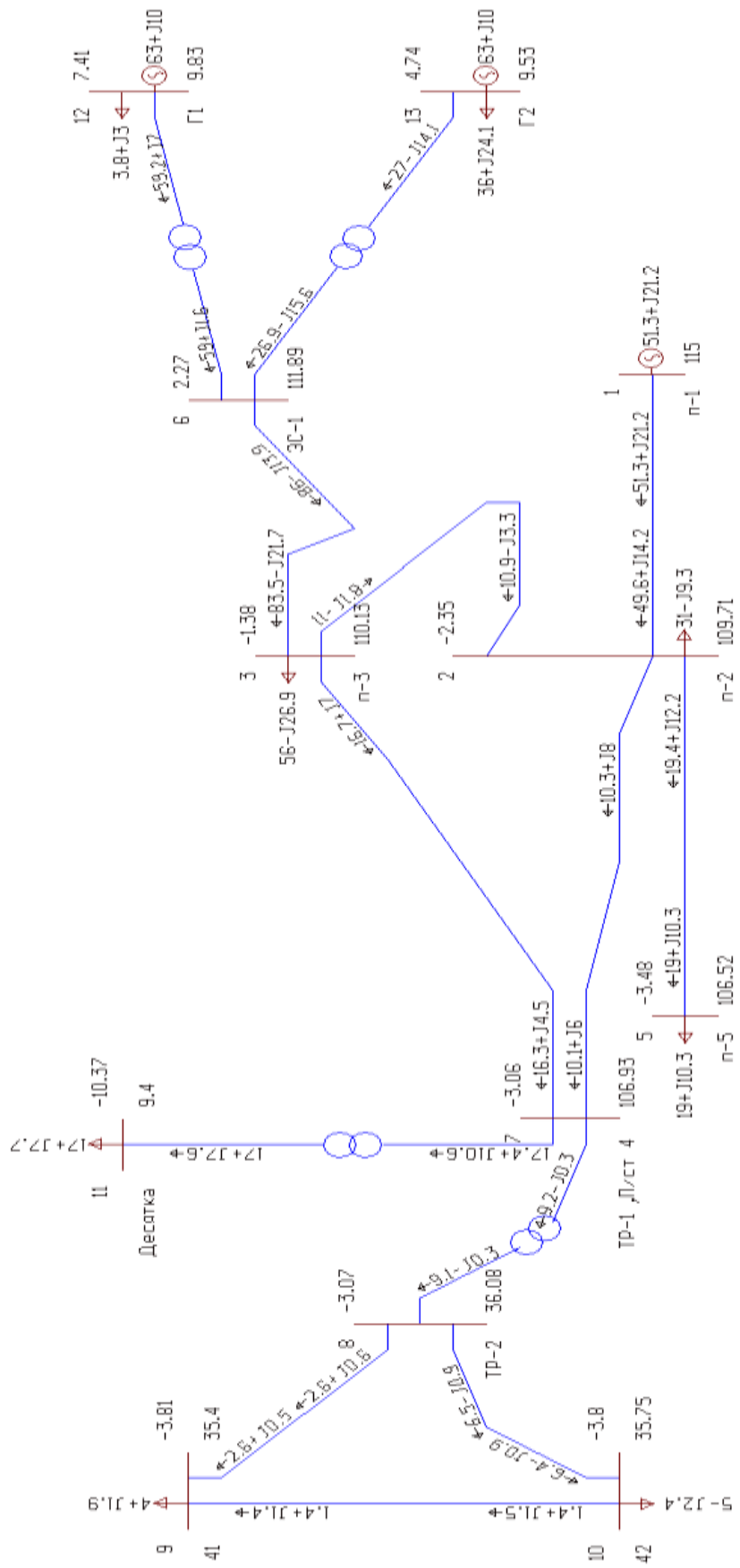


Рисунок 1.5 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

19

Таблица 1.9 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 3-2

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	280	780	1,167
2×150	ЛЭП	2	5	122	900	0,407
120	ЛЭП	2	7	55	390	0,458
150	ЛЭП	3	7	145	450	0,967
150	ЛЭП(ав)	3	2	-	450	-
2×150	ЛЭП	3	6	446	900	1,487
70	ЛЭП	9	8	43	265	0,614
70	ЛЭП	9	10	33	265	0,471
70	ЛЭП	10	8	104	265	1,486
-	Тр-р	7	8	49	-	-
-	Тр-р	7	11	109	-	-
-	Тр-р	6	12	301	-	-
-	Тр-р	6	13	159	-	-

В линиях 1-2, 3-6, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.10 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	Uном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	109,68	0,32
3	110	111,53	1,53
5	110	108,06	1,94
6	110	113,29	3,29
7	110	107,67	2,33
8	35	36,33	1,33
9	35	35,66	0,66
10	35	36	1
11	10	9,48	0,52
12	10	9,95	0,05
13	10	9,65	0,35

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

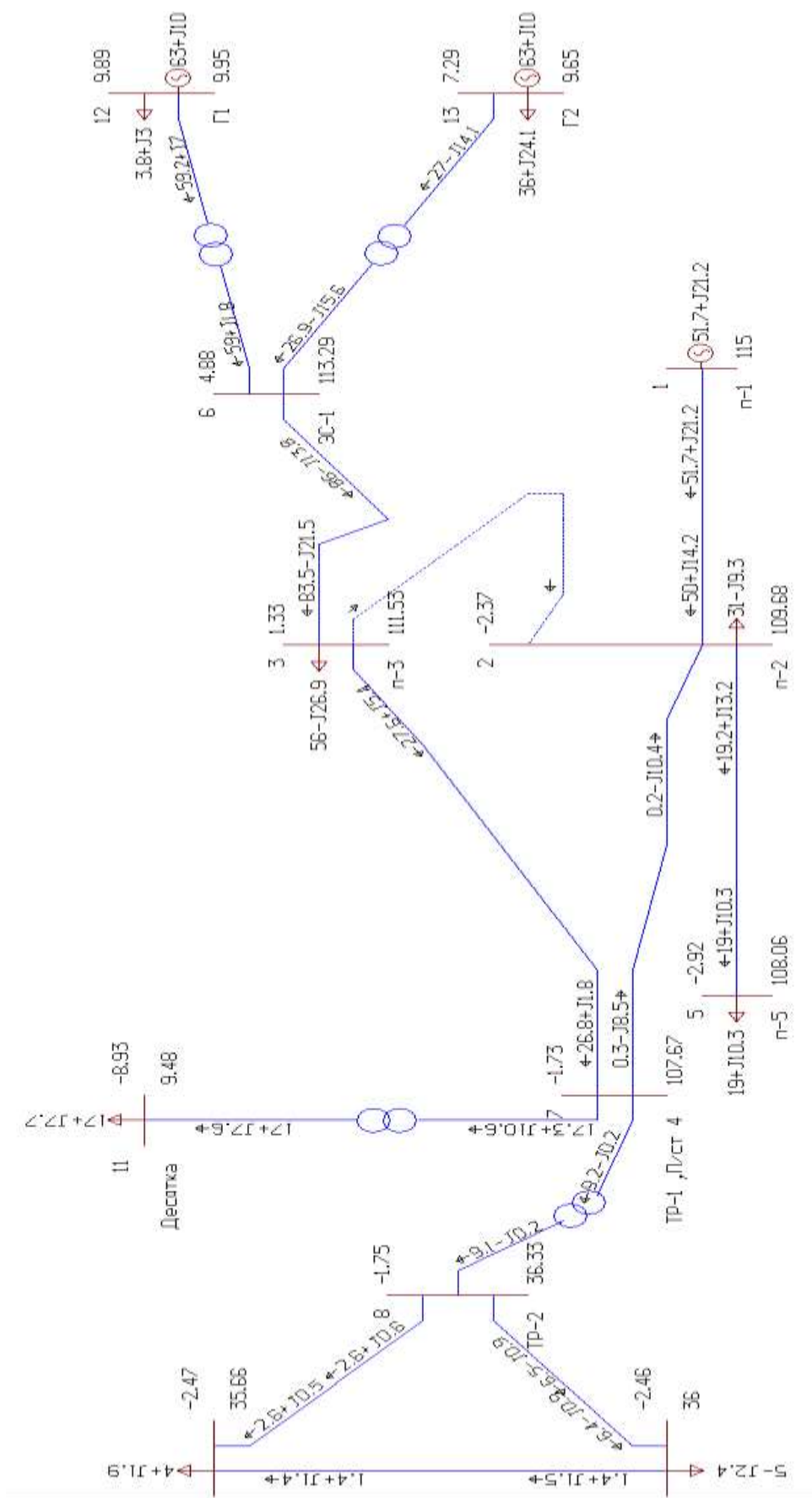


Рисунок 1.6 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Таблица 1.11 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 3-6

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I _{max} , А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	303	780	1,262
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП	2	7	75	390	0,625
150	ЛЭП	3	7	91	450	0,607
150	ЛЭП	3	2	57	450	0,38
1×150	ЛЭП(ав)	3	6	451	450	3
70	ЛЭП	9	8	43	265	0,614
70	ЛЭП	9	10	34	265	0,486
70	ЛЭП	10	8	106	265	1,514
-	Тр-р	7	8	50	-	-
-	Тр-р	7	11	111	-	-
-	Тр-р	6	12	304	-	-
-	Тр-р	6	13	161	-	-

В линиях 1-2, 10-8 наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

В линии 3-6, наблюдается превышение плотности тока в 2 раза. Рекомендуется выполнить замену провода 2хАС-150/24 на 2хАС-240/32.

Таблица 1.12 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	U _{расч} ,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	108,95	1,05
3	110	108,79	1,21
5	110	107,32	2,68
6	110	111,96	1,96
7	110	105,86	4,14
8	35	35,7	0,7
9	35	35,02	0,02
10	35	35,38	0,38
11	10	9,28	0,72
12	10	9,84	0,16
13	10	9,53	0,47

Превышение допустимого напряжения наблюдается в узлах 3, 5, 10.

Таблица 1.13 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 3-7

Сечение, мм.	Тип	Nнач	Nкон	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	286	780	1,192
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП	2	7	164	390	1,367
150	ЛЭП(ав)	3	7	-	450	-
150	ЛЭП	3	2	145	450	0,967
2×150	ЛЭП	3	6	444	900	1,48
70	ЛЭП	9	8	44	265	0,629
70	ЛЭП	9	10	34	265	0,486
70	ЛЭП	10	8	109	265	1,557
-	Тр-р	7	8	51	-	-
-	Тр-р	7	11	115	-	-
-	Тр-р	6	12	299	-	-
-	Тр-р	6	13	158	-	-

В линиях 1-2, 3-6, 2-7, 10-8 наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.14 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U ном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	109,54	0,46
3	110	112,2	2,2
5	110	107,92	2,08
6	110	113,95	3,95
7	110	103,39	6,61
8	35	34,86	0,14
9	35	33,16	1,84
10	35	34,52	0,48
11	10	9,02	0,98
12	10	10,01	0,01
13	10	9,71	0,29

В узле 7 наблюдается превышение напряжения выше допустимого.

Таблица 1.15 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 2-7

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	285	780	1,188
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП(ав)	2	7	-	390	-
150	ЛЭП	3	7	167	450	1,113
150	ЛЭП	3	2	59	450	0,393
2×150	ЛЭП	3	6	461	900	1,537
70	ЛЭП	9	8	45	265	0,643
70	ЛЭП	9	10	35	265	0,5
70	ЛЭП	10	8	111	265	1,586
-	Тр-р	7	8	52	-	-
-	Тр-р	7	11	117	-	-
-	Тр-р	6	12	310	-	-
-	Тр-р	6	13	164	-	-

В линиях 1-2, 3-7, 3-6, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.16 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	109,54	0,46
3	110	107,9	2,1
5	110	107,92	2,08
6	110	109,67	0,33
7	110	101,7	8,3
8	35	34,28	1,72
9	35	33,57	1,43
10	35	33,94	1,06
11	10	8,83	1,17
12	10	9,64	0,26
13	10	9,33	0,67

Превышения напряжения выше допустимого наблюдается в узлах 7 и 11.

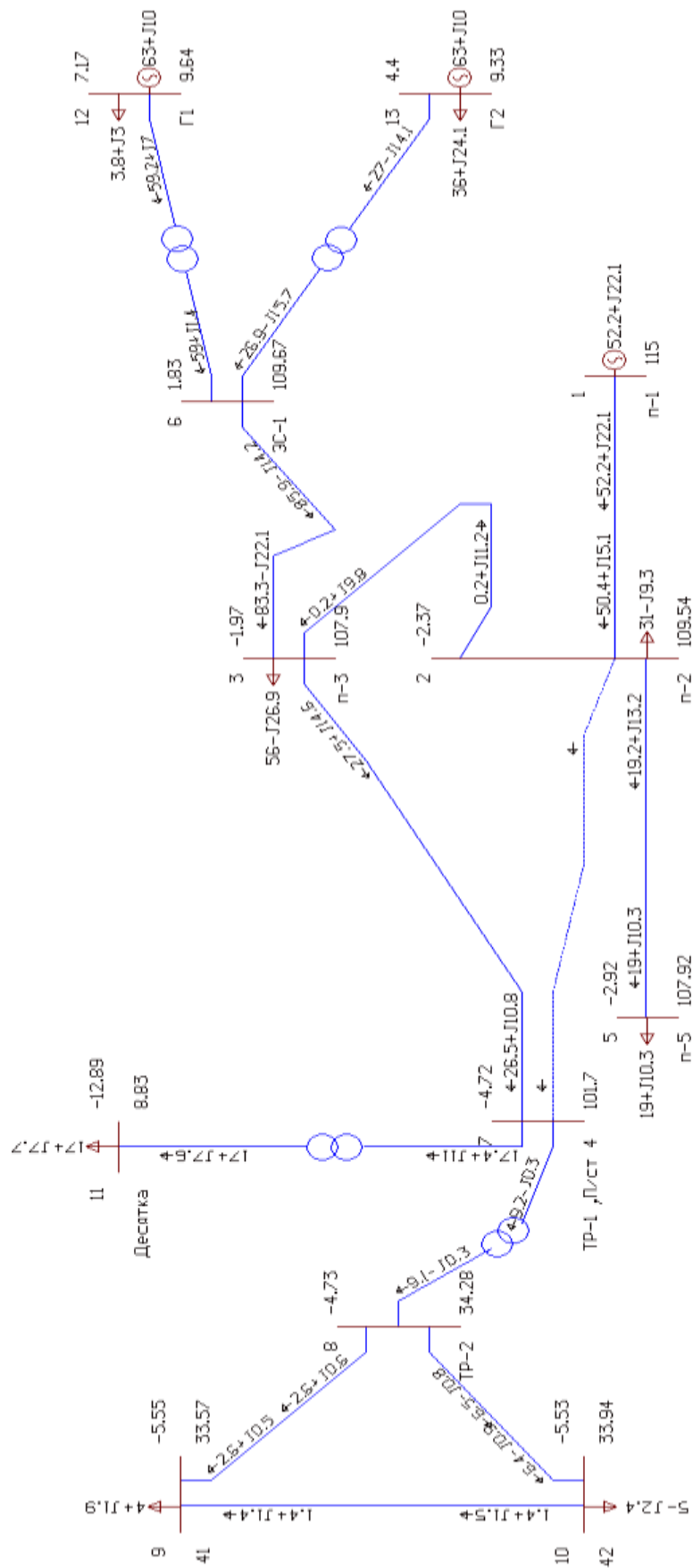


Рисунок 1.9 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

27

Таблица 1.17 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 9-8

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max, А	I доп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	282	780	1,175
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП	2	7	69	390	0,575
150	ЛЭП	3	7	95	450	0,633
150	ЛЭП	3	2	59	450	0,393
2×150	ЛЭП	3	6	453	900	1,51
70	ЛЭП(ав)	9	8	-	265	-
70	ЛЭП	9	10	74	265	1,057
70	ЛЭП	10	8	148	265	1,9
-	Тр-р	7	8	50	-	-
-	Тр-р	7	11	110	-	-
-	Тр-р	6	12	305	-	-
-	Тр-р	6	13	161	-	-

В линиях 1-2, 3-6, 9-10, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.18 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, кВ
1	115	115	0
2	110	109,57	0,43
3	110	109,97	0,03
5	110	107,95	2,05
6	110	111,73	1,73
7	110	106,77	3,23
8	35	36,02	1,02
9	35	34,76	0,24
10	35	35,94	0,94
11	10	9,38	0,62
12	10	9,82	0,18
13	10	9,51	0,49

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

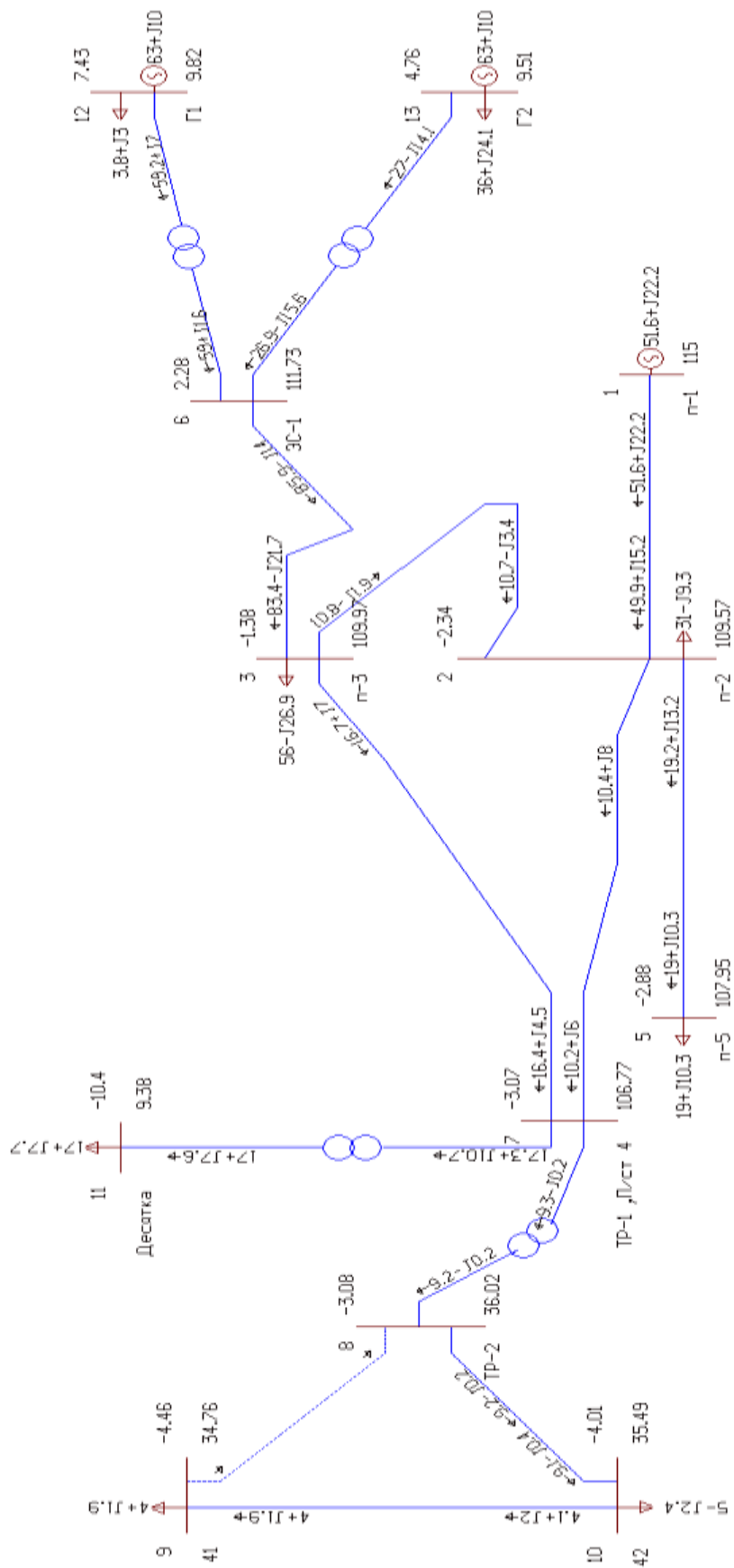


Рисунок 1.10 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

29

Таблица 1.19 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 9-10

Сечение, мм.	Тип	N нач	N кон	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	283	780	1,179
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП	2	7	69	390	0,575
150	ЛЭП	3	7	95	450	0,633
150	ЛЭП	3	2	59	450	0,393
2×150	ЛЭП	3	6	453	900	1,51
70	ЛЭП	9	8	74	265	1,057
70	ЛЭП(ав)	9	10	-	265	-
70	ЛЭП	10	8	89	265	1,271
-	Тр-р	7	8	50	-	-
-	Тр-р	7	11	110	-	-
-	Тр-р	6	12	305	-	-
-	Тр-р	6	13	161	-	-

В линиях 1-2, 3-6, 9-8, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.20 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U ном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	109,55	0,45
3	110	109,94	0,06
5	110	107,93	2,07
6	110	111,7	1,7
7	110	106,75	3,25
8	35	36,01	1,01
9	35	34,68	0,32
10	35	35,86	0,86
11	10	9,38	0,62
12	10	9,82	0,18
13	10	9,51	0,49

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

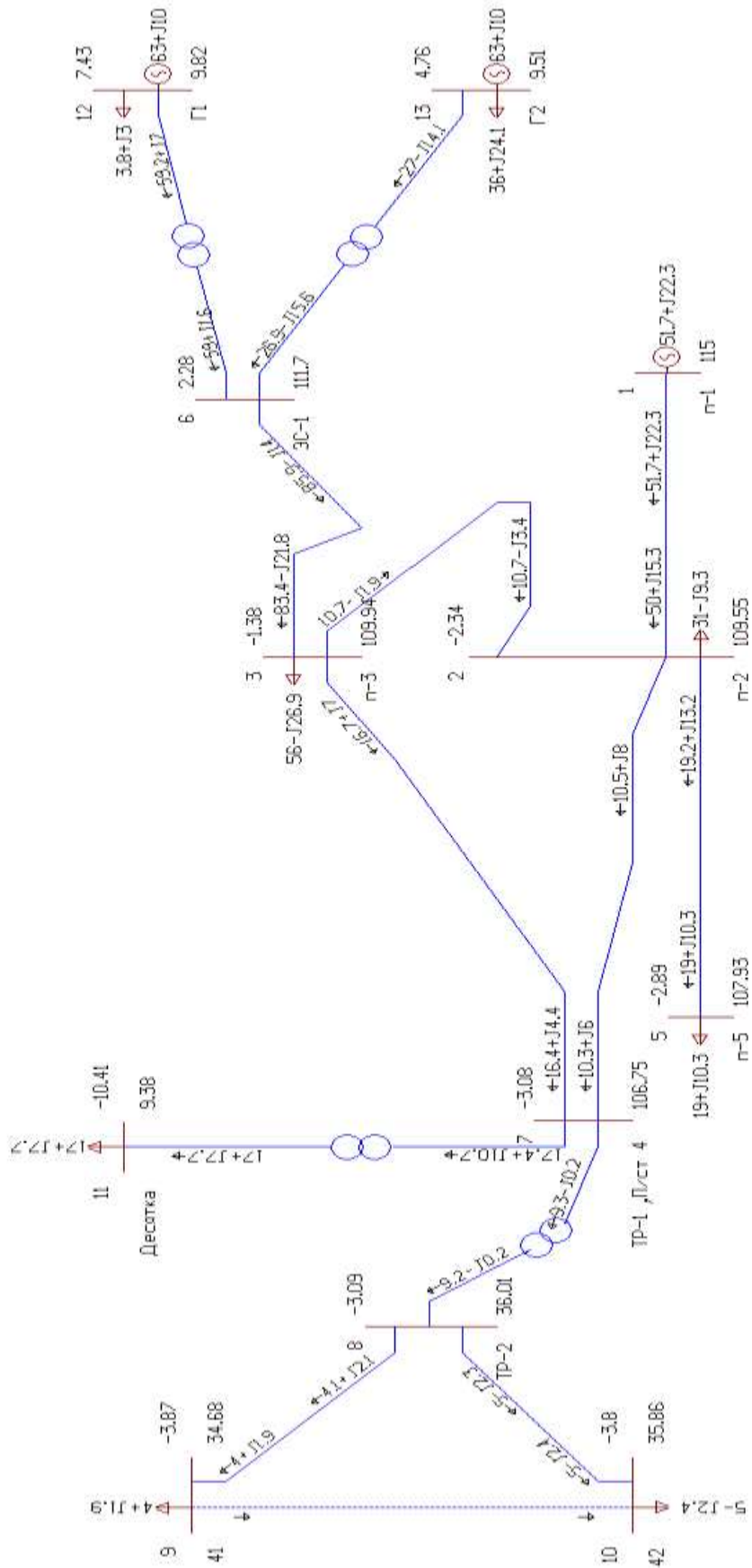


Рисунок 1.11 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Таблица 1.21 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 10-8

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	275	780	1,146
2×150	ЛЭП	2	5	123	900	0,41
120	ЛЭП	2	7	69	390	0,575
150	ЛЭП	3	7	95	450	0,633
150	ЛЭП	3	2	61	450	0,407
2×150	ЛЭП	3	6	453	900	1,51
70	ЛЭП	9	8	138	265	1,92
70	ЛЭП	9	10	96	265	1,371
70	ЛЭП(ав)	10	8	-	265	-
-	Тр-р	7	8	51	-	-
-	Тр-р	7	11	110	-	-
-	Тр-р	6	12	305	-	-
-	Тр-р	6	13	161	-	-

В линиях 1-2, 3-6, 9-8, 9-10, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.22 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	109,64	0,36
3	110	110,06	0,06
5	110	108,02	1,98
6	110	111,84	1,84
7	110	106,81	3,19
8	35	36,02	1,02
9	35	34,05	0,96
10	35	33,71	1,29
11	10	9,39	0,69
12	10	9,83	0,17
13	10	9,52	0,48

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

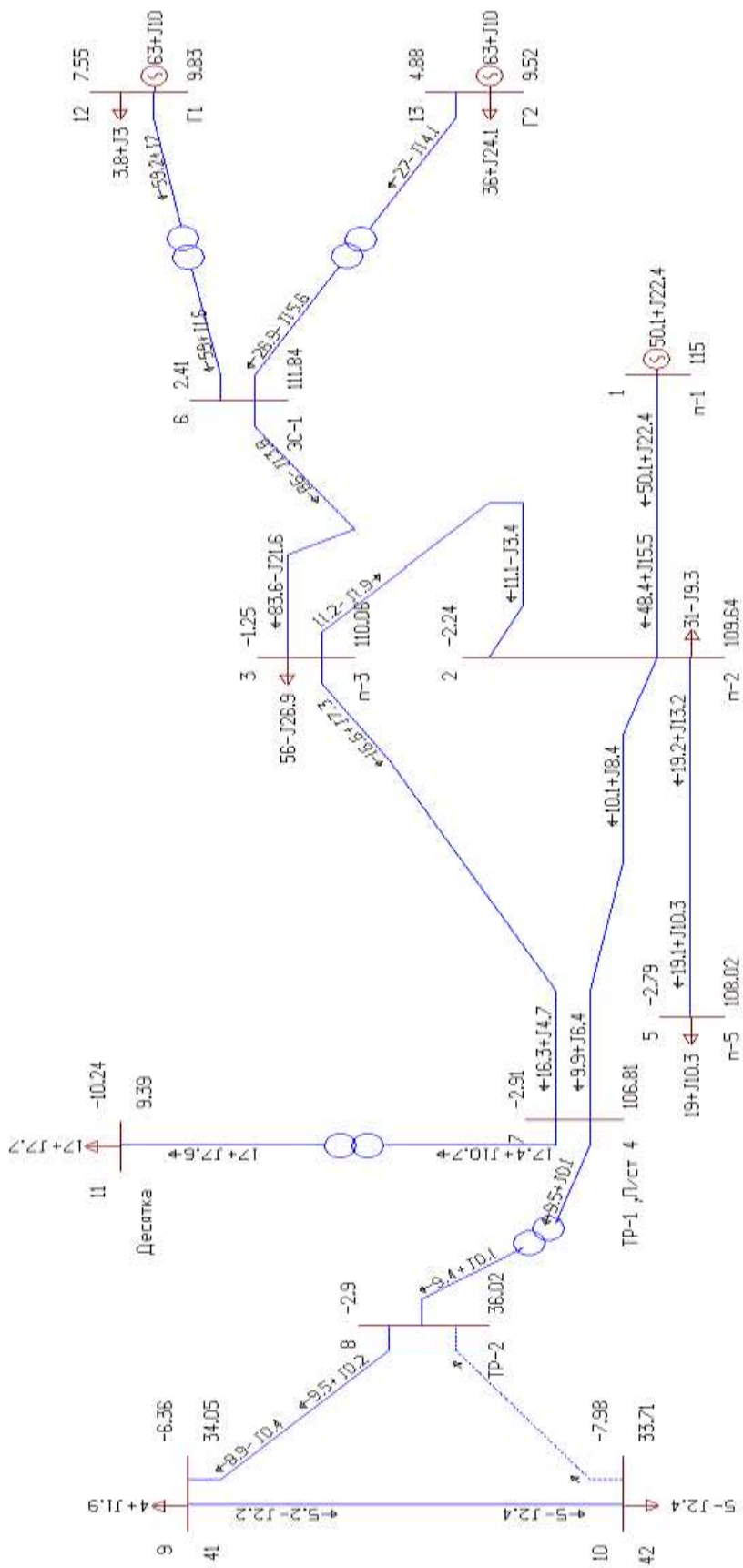


Рисунок 1.12 – Карта послеаварийного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Таблица 1.23 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 7-8

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I _{max} , А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	234	780	0,975
2×150	ЛЭП	2	5	122	900	0,407
120	ЛЭП	2	7	48	390	0,4
150	ЛЭП	3	7	77	450	0,513
150	ЛЭП	3	2	76	450	0,507
2×150	ЛЭП	3	6	449	900	1,497
70	ЛЭП(от)	9	8	-	265	-
70	ЛЭП(от)	9	10	-	265	-
70	ЛЭП(от)	10	8	-	265	-
-	Тр-р(ав)	7	8	-	-	-
-	Тр-р	7	11	108	-	-
-	Тр-р	6	12	302	-	-
-	Тр-р	6	13	159	-	-

В линии 3-6, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.24 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	U _{расч} ,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	110,29	0,29
3	110	110,99	0,99
5	110	108,68	1,32
6	110	112,74	2,74
7	110	108,24	1,76
8(от)	35	-	-
9(от)	35	-	-
10(от)	35	-	-
11	10	9,54	0,46
12	10	9,91	0,09
13	10	9,6	0,4

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

Таблица 1.25 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме, при аварии на линии 7-11

Сечение, мм.	Тип	N_нач	N_кон	I max, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	170	780	0,708
2×150	ЛЭП	2	5	120	900	0,4
120	ЛЭП	2	7	8	390	0,067
150	ЛЭП	3	7	54	450	0,36
150	ЛЭП	3	2	89	450	0,593
2×150	ЛЭП	3	6	438	900	1,46
70	ЛЭП	9	8	41	265	0,586
70	ЛЭП	9	10	31	265	0,443
70	ЛЭП	10	8	100	265	1,429
-	Тр-р	7	8	47	-	-
-	Тр-р	7	11	-	-	-
-	Тр-р	6	12	295	-	-
-	Тр-р	6	13	155	-	-

В линиях 3-6, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.26 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U_ном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	112,2	2,2
3	110	113,76	3,76
5	110	110,62	0,62
6	110	115,51	5,51
7	110	112,29	2,29
8	35	37,91	2,71
9	35	37,27	2,27
10	35	37,6	2,6
11(от)	10	-	-
12	10	10,15	0,15
13	10	9,85	0,15

Превышения напряжения выше допустимого не наблюдается.

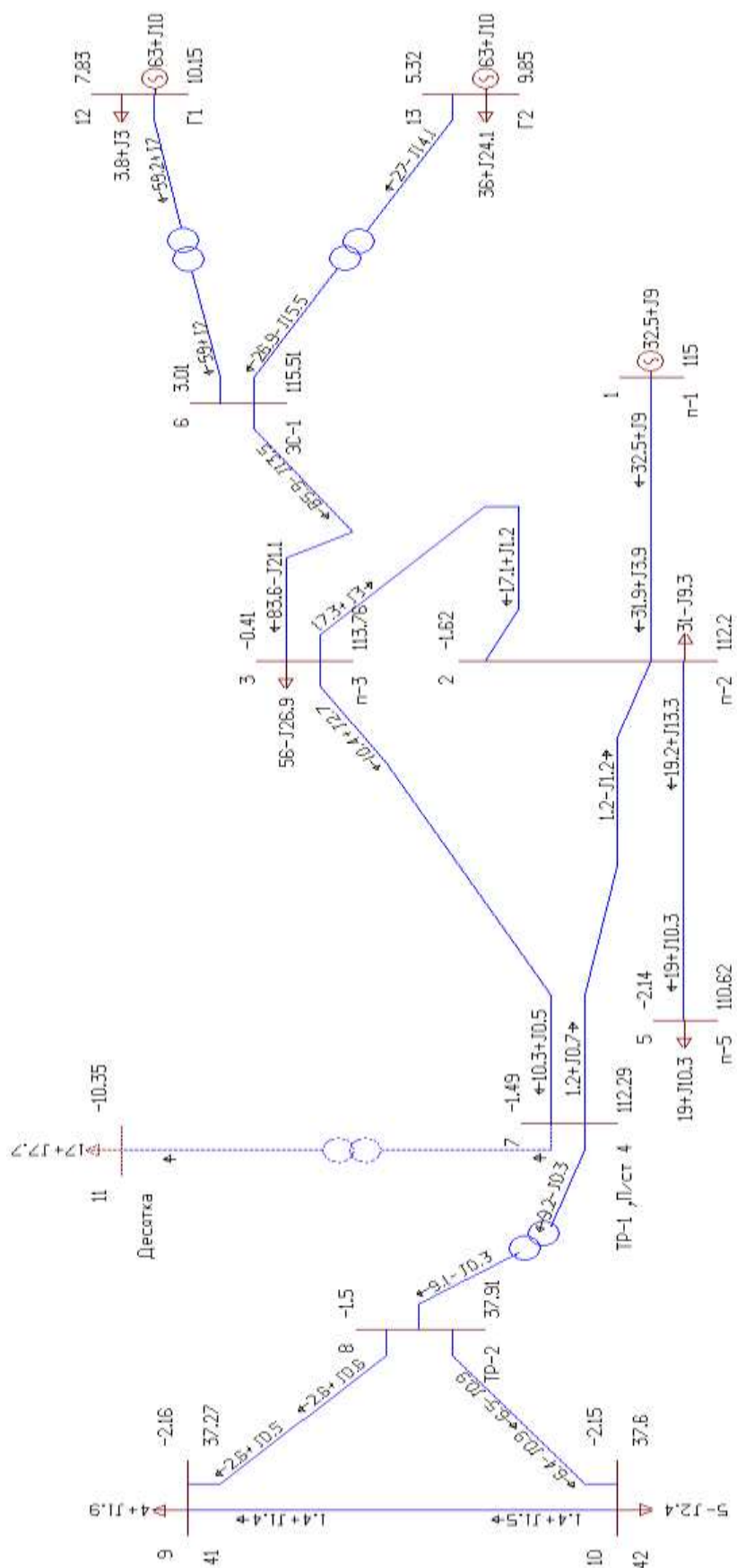


Рисунок 1.14 – Карта послеаварийного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

37

1.3.4 Варианты подключения подстанции «Новая».

Вариант 1.

Таблица 1.27 – Токи в ветвях в максимальном режиме.

Сечение, мм.	Тип	N_нач	N_кон	I max, А	Идоп, А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	528	390	2.2
2×150	ЛЭП	2	5	297	900	0.99
120	ЛЭП	2	7	117	390	0,975
150	ЛЭП	3	7	123	450	0,82
150	ЛЭП	3	2	56	450	0,373
2×150	ЛЭП	3	6	482	900	1,6
70	ЛЭП	9	8	47	265	0,671
70	ЛЭП	9	10	36	265	0,514
70	ЛЭП	10	8	114	265	1,629
-	Тр-р	7	8	54	-	-
-	Тр-р	7	11	121	-	-
-	Тр-р	6	12	324	-	-
-	Тр-р	6	13	172	-	-
150	ЛЭП	5	4	165	450	1.1
150	ЛЭП	7	4	64	450	0.427

В линии 3-6, 10-8, 5-4 наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

В линии 1-2 плотность тока превышает двукратный размер, рекомендуется заменить провод на АС-240/32.

Таблица 1.28 – Напряжения в узлах в максимальном режиме

Номер	U_ном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	103,39	6,61
3	110	102,94	7,06
5	110	99,18	10,82
6	110	104,72	5,38
7	110	98,5	11,5
8	35	33,18	1,82
9	35	32,45	2,55
10	35	32,83	2,27
11	10	8,48	1,52
12	10	9,21	0,79
13	10	8,89	1,11
4	110	96,76	13,24

В узлах 2,3,5,7,4,11,13 наблюдается отклонение выше нормы.

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

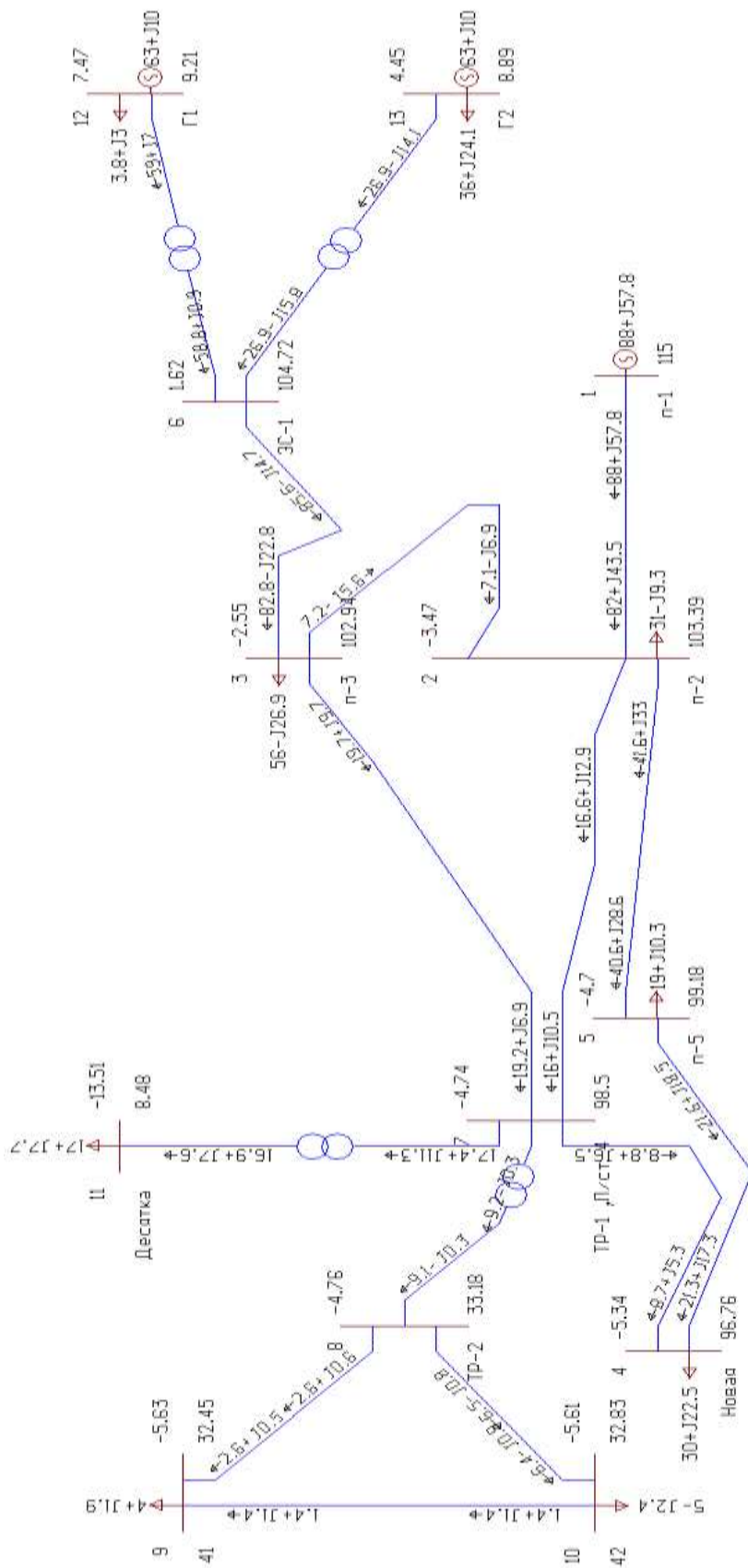


Рисунок 1.15 – Карта максимального

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

39

Вариант 2

Таблица 1.29 – Токи в ветвях в максимальном режиме.

Сечение, мм.	Тип	N _{нач}	N _{кон}	I _{max} , А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
2×120	ЛЭП	1	2	414	780	1,725
150	ЛЭП	3	2	63	450	0,42
2×150	ЛЭП	3	6	475	900	1,583
70	ЛЭП	9	8	45	265	0,643
70	ЛЭП	9	10	35	265	0,5
70	ЛЭП	10	8	111	265	1,586
-	Тр-р	7	8	53	-	-
-	Тр-р	7	11	118	-	-
-	Тр-р	6	12	320	-	-
-	Тр-р	6	13	169	-	-
150	ЛЭП	3	7	99	450	0.66
120	ЛЭП	2	7	74	390	0.617
2×150	ЛЭП	5	4	125	900	0.417
2×150	ЛЭП	4	2	352	900	1.173
2×120	ЛЭП	4	14	229	900	0.95

В линиях 1-2, 3-6, 10-8, наблюдается превышение плотности тока, но оно не превышает двукратного размера, поэтому замена проводов не требуется.

Таблица 1.30 – Напряжения в узлах в максимальном режиме

Номер	U _{ном} , кВ	U _{расч} ,кВ	ΔU,кВ
1	115	115	0
2	110	103,78	6,22
3	110	104,09	5,81
5	110	100,84	9,16
6	110	105,88	4,12
7	110	100,76	9,24
8	35	33,96	1,04
9	35	33,24	1,76
10	35	33,61	1,39
11	10	8,73	1,27
12	10	9,31	0,69
13	10	8,99	1.01
14	110	98.15	11,85

Отклонения напряжения больше допустимого наблюдаются в узлах 2,3,5,7,11,13,14.

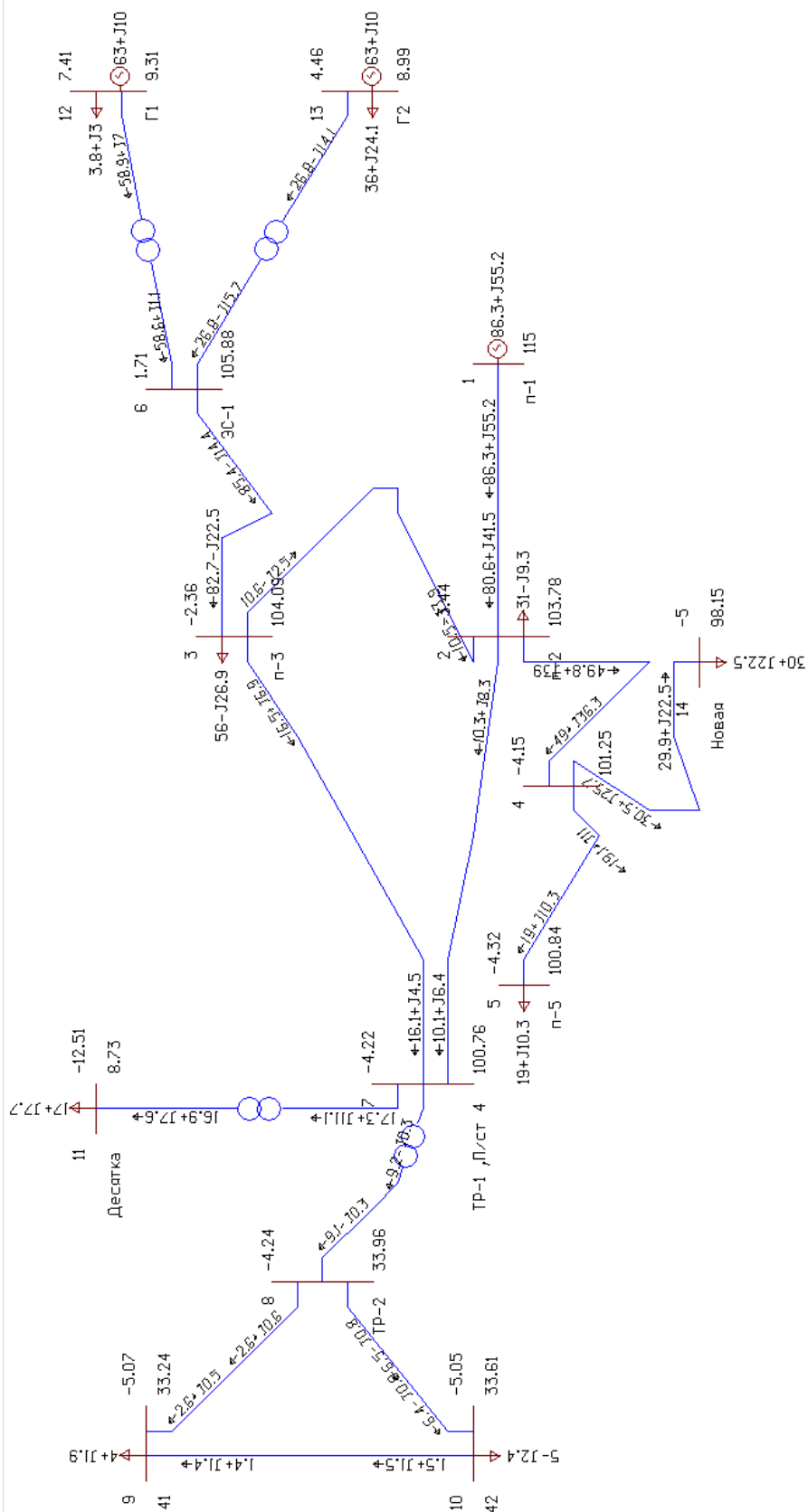


Рисунок 1.16 – Карта максимального

Во втором варианте наблюдаются меньшие отклонения напряжений, поэтому он предпочтительнее.

Так как на многих узлах, с введением новой подстанции появились недопустимые отклонения напряжений, следует установить на неё СТК, и подобрать его таким образом, что бы напряжение на подстанции «Новая» было равно 110 кВ.

Оптимальным будет установка СТК мощностью 45 Мвар.

Таблица 1.31 – Напряжения в узлах в максимальном режиме с установкой СТК мощностью 48 Мвар

Номер	U_ном, кВ	Uрасч,кВ	ΔU ,кВ
1	115	115	0
2	110	109,87	0,13
3	110	110,28	0,28
5	110	108,96	1,04
6	110	112	2
7	110	107,1	2,9
8	35	36,1	1,1
9	35	35,4	0,4
10	35	35,8	0,8
11	10	9,4	0,6
12	10	9,8	0,2
13	10	9,5	0,5
14	110	110	0

Отклонения напряжения выше допустимого не наблюдаются.

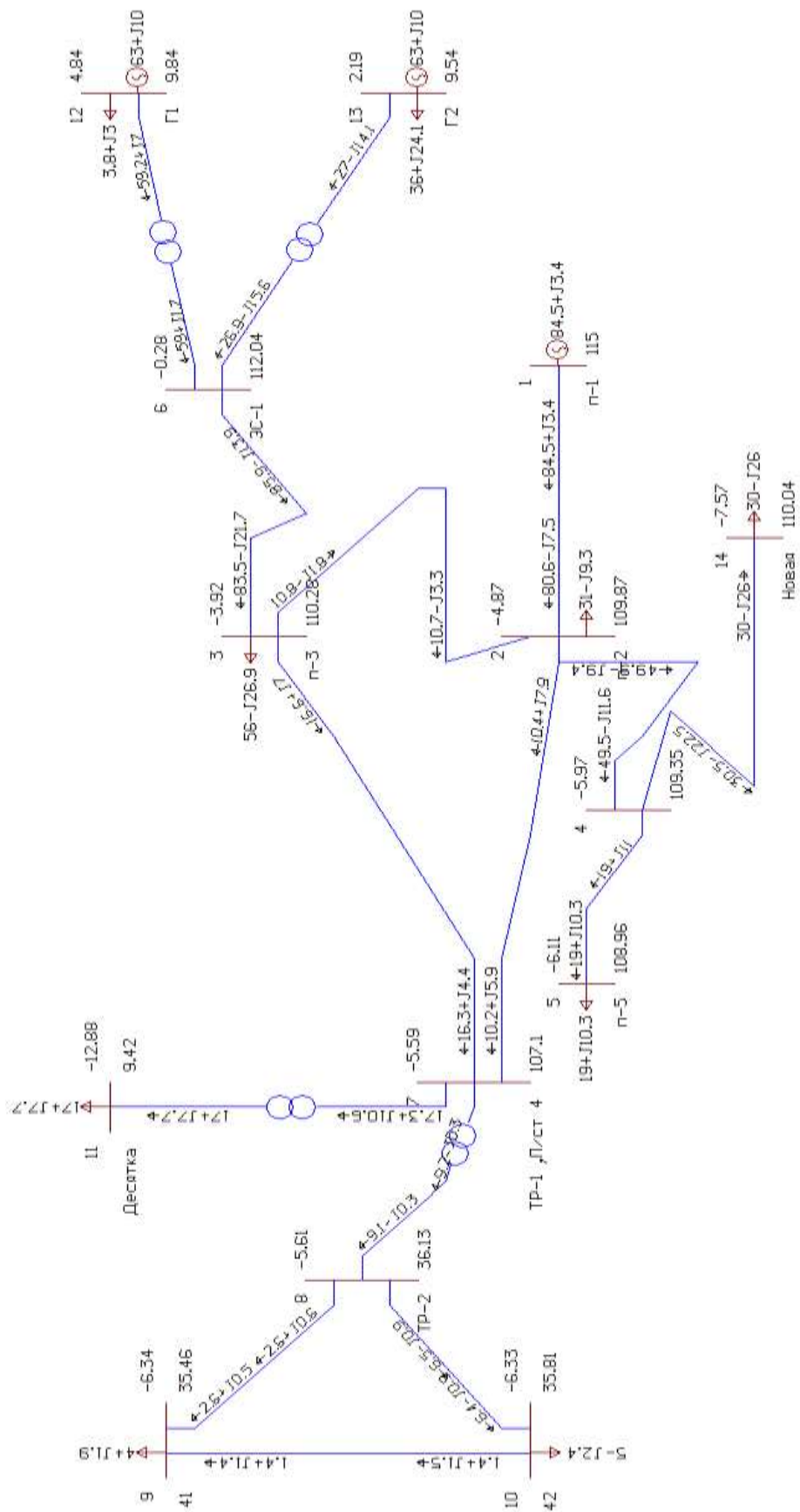


Рисунок 1.17 – Карта максимального, с установкой СТК

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

43

2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

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.

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

2.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощности

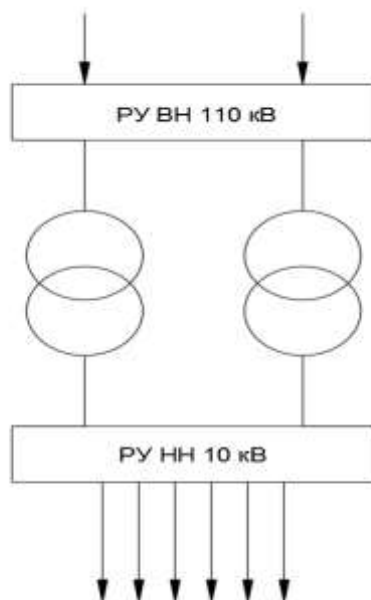
Исходные данные

Главная схема электрических соединений ПС выбирается с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании [4].

Таблица 2.1 – Параметры проектируемой подстанции

Сторона высшего напряжения		Сторона низшего напряжения		
$U_{ВН}$, кВ	Число вводов	$U_{НН}$, кВ	Число отходящих линий	Мощность нагр. $S_{нагр}$, МВА
110	2	10,5	12	35,7

Выбираем схему 4Н, – «Два блока с выключателями и



неавтоматической перемычкой со стороны линии», так как наша ПС тупиковая и имеет 2 ввода.

Рисунок 2.1 – Схема 110-10

Число входящих воздушных линий на стороне ВН – 2, отходящих линий на стороне НН – 12.

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, с одной стороны, следует стремиться к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, а с другой - к уменьшению их мощности и количества.

Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также от наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжения. Т. к. от подстанции питаются потребители 2 категории, и питание от системы подводится со стороны высшего напряжения, то по условию надежности, экономичности, отказоустойчивости и ремонтных параметров данных агрегатов, требуется установка двух трансформаторов.

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.

Исходя из допустимой перегрузки на время максимума нагрузки на 40%, мощность каждого из двух трансформаторов выбирается равной 0,7 от максимальной нагрузки подстанции.

При аварийных режимах перегрузка трансформаторов на 40% допускается на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток, при условии, что до перегрузки трансформатор был загружен не более чем на 93%.

Таким образом, при установке двух трансформаторов их мощность выбираем по условию: $S_{\text{номТ}} \geq S_{\text{нагр}} / 0,7$

$$S_{\text{ном}} \geq 35,7 \cdot 0,7 = 25 \text{ МВА}$$

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Выбираем трансформатор ТДН-40000/110

Параметры трансформатора сведены в таблицу 2.2

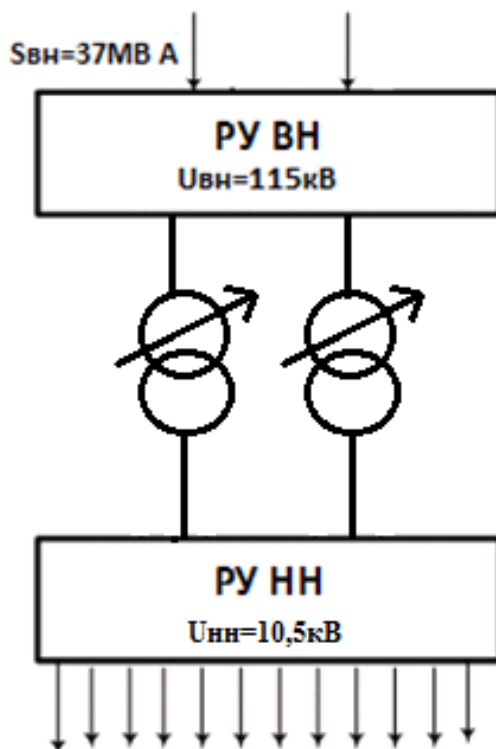
Таблица 2.2 – Параметры трансформатора сведены в таблицу

S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %
40	115	10,5	10,5

Проверим выбранный трансформатор. Должно выполняться условие

$$\frac{S_{нагр}}{2S_{номТ}} < 0,7$$

$$\frac{70}{2 \cdot 63} = 0,56 < 0,7$$



Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата

13.03.02.2017.178-013. ПЗ

Лист

47

Рисунок 2.2 – Схема распределения мощности

2.2 Выбор схем распределительных устройств.

2.2.1 Выбор РУВН

Основным фактором в выборе схемы соединений является число присоединений на стороне ВН:

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{лин}} + n_{\text{т}},$$

где $n_{\text{пр}}$ – число присоединений;

$n_{\text{лин}}$ – число вводов и отходящих линий (в т.ч. транзитных);

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов.

$$n_{\text{пр}} = 2 + 2 + 2 = 6.$$

Определяющую роль в выборе схемы играет напряжение на шинах.

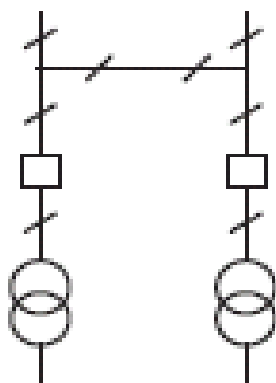
Напряжение на шинах ВН = 115 кВ.

На основании структурной схемы составим упрощенную электрическую принципиальную схему подстанции. При выборе схемы будем руководствоваться следующими требованиями, предъявляемыми к схеме:

1. Надежность схемы. Бесперебойное электроснабжение потребителей качественной электрической энергией
2. Ремонтоспособность схемы, т.е. вывод в ремонт или ревизия любого элемента схемы не должна отражаться на электроснабжении потребителя
3. Оперативная гибкость схемы, т.е. оперативные переключения в схеме также не должны отражаться на электроснабжении потребителя.
4. Экономичность схемы, т.е. оперативные переключения в схеме также не должны отражаться на электроснабжении потребителя.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Будет рассмотрена схема «Два блока с выключателями и неавтоматической



перемычкой со стороны линии»

Рис. 2.3 – Схема распределительного устройства высокого напряжения

2.3 Выбор РУ НН.

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

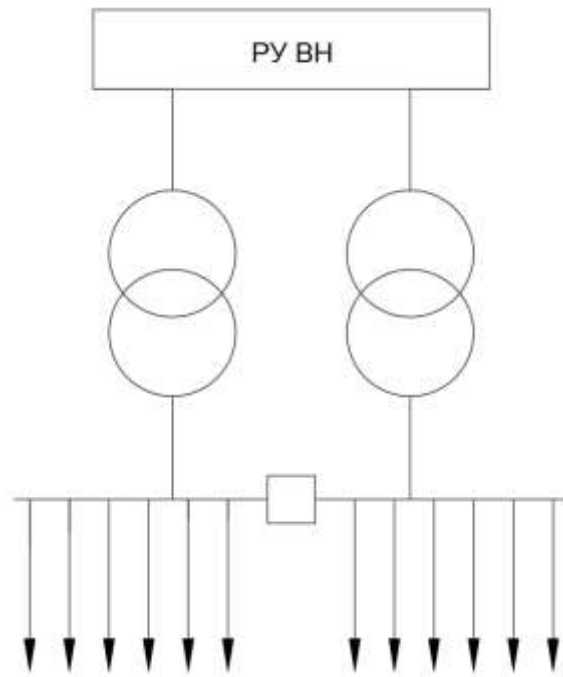


Рис. 2.4 – Схема распределительного устройства низкого напряжения
 2.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах.

Расчетные токи на высшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{\text{ном.раб}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{35700}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 89,6 \text{ А}$$

Утяжелённый режим:

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{35700}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 180 \text{ А}$$

$$I_{2\text{утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{35700}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 90 \text{ А}$$

Делится на 2, т.к. в данном случае работы подстанции неавтоматическая перемычка всегда замкнута и поток мощности равномерно распределяется между трансформаторами.

Расчетные токи на низшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{\text{тр.норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{35700}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 981,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{отх.лин.норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{35700}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 163,583 \text{ А}$$

Утяжелённый режим:

$$I_{1\text{тр.тяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{35700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1963 \text{ А}$$

$$I_{\text{отх.лин.тяж}} = 2 \cdot I_{\text{отх.лин.норм}} = 327,166 \text{ А}$$

При отключении одной секции шин НН.

2.5 Расчет токов короткого замыкания.

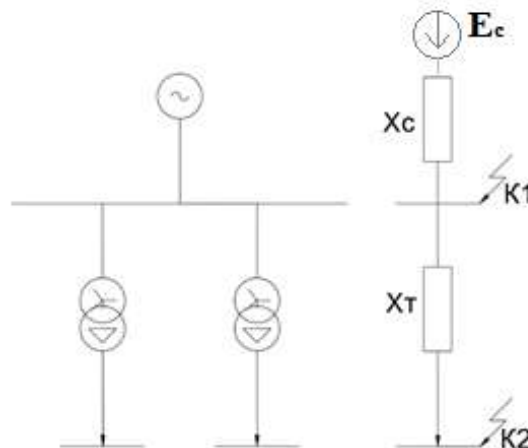


Рис. 2.5 – Расчетная схема замещения для определения токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить токи короткого замыкания.

Проверке электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями принимают ток трехфазного короткого замыкания. Термическую стойкость следует также проверять по трехфазному короткому замыканию.

За расчетную точку короткого замыкания принимают точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. При расчете токов короткого замыкания сопротивление линии учтено в x_{*c} , причем все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$.

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_{BH*} = 0,125 \frac{u_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = 0,125 \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,032$$

$$x_{HH*} = 1,75 \frac{u_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = 1,75 \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,459$$

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К-1)

Базисный ток:

$$I_{\sigma,110} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.BH}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502, \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = I_{п,\tau} = \frac{I_{\sigma,110}}{x_{*c}} = \frac{0,5}{0,025} = 20 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 1,608 = 45,48 \text{ кА,}$$

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

где k_y – ударный коэффициент.

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К-2).

Базисный ток:

$$I_{б-10,5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср-ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = I_{п,\tau} = \frac{I_{б-10,5}}{x_{C*} + x_{ВН*} + x_{НН*}} = \frac{5,54}{0,025 + 0,32 + 0,459} = \frac{5,54}{0,82} = 6,76 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,76 \cdot 1,7 = 16,25 \text{ кА.}$$

3. Выбор оборудования подстанции

3.1 Выбор выключателей и разъединителей на ВН

3.1.1 Выбор выключателей

Намечаем к установке в распределительных устройствах высокого и низкого напряжений элегазовые выключатели, так как они обладают целым рядом достоинств:

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- большие межремонтные сроки эксплуатации и малый объем обслуживания;
- низкий уровень шума при оперировании выключателя, отсутствие выбросов;
- компактность и небольшая масса;
- пожаро – и взрывобезопасная рабочая среда;
- надежное включение во всем диапазоне токов;
- отсутствие перенапряжений и другое.

При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию.

Выключатели выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{max} \leq I_{ном}$;

- по отключающей способности.

Разъединители выбираются:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$.

Намечаем к установке на стороне высокого напряжения элегазовый выключатель ВГТ–110

Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ и допустимое относительное содержание аperiodической составляющей β_n определяются в момент расхождения контактов выключателя τ .

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

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,}$$

$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{с.в} = 0,035 \text{ с}$;

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{a,\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (2.1)$$
$$20 \leq 40$$

Где: $I_{a,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ , кА;

$I_{отк.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Проверка на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,ном} \quad (2.2)$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{a,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 6,311 \text{ кА} \quad (2.3)$$

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{отк.ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ кА} \quad (2.4)$$

$$6,311 \leq 22,6$$

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Где: β_n – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе для данного выключателя, в соответствии с каталожными данными, пример $\beta_n = 40$

τ_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{дин}; \quad (2.5)$$

$$20 \leq 40;$$

$$I_y \leq i_{дин}; \quad (2.6)$$

$$45,48 \leq 102;$$

Где: $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}; \quad (2.7)$$

$$t_{отк} = t_{рз.мин} + t_{о.в} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}; \quad (2.8)$$

$$W_k = I_{п,т}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 20^2 \cdot (0,155 + 0,03) = 74 \text{ кА}^2/\text{с}; \quad (2.9)$$

$$74 \leq 4800$$

Где: W_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$t_{рз.мин}$ – время действия основной релейной защиты, с;

$t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – постоянная времени.

3.1.2 Выбор разъединителей

Намечаем к установке разъединитель SGF–123/110/1600У1. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению

Таблица 2.3 – Выключатели и разъединители для РУ ВН

Расчетные данные	ВГТ–110–40/3150 УХЛ1	SGF–123/110/1600У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 180$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,т} = 20$ кА	$I_{откл. ном} = 40$ кА	–
$I_{а,т} = 6,311$ кА	$I_{аном} = 22,6$ кА	–
$I_{п0} = 20$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	–
$I_y = 45,48$ кА	$I_{дин} = 102$ кА	$I_{дин} = 100$ кА
$B_k = 74$ кА ² /с	4800 кА ² /с	3000 кА ² /с

3.2 Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- по номинальному току: $I_{max\ раб.} \leq I_{1ном}$,

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток ТТ.

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;

Электродинамическая стойкость встроенных и шинных ТТ определяется, соответственно, электродинамической устойчивостью выключателя и устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие ТТ по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости: $B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$;

- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$ – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось:

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

Выбор ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$;

- вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$ (принимается 0.05 Ом при двух-трех приборах и 0.1 Ом при большем числе приборов): $r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$.

- сопротивление приборов определяется по выражению: $r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Чтобы ТТ работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, можно определить сечение проводов: $q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}}$,

где ρ - удельное сопротивление материала провода. ($\rho = 0,0283$);

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов.

Исходя из приведенных выше рассуждений, примем к установке трансформатор тока ТГ–145–300–0,5/5Р/10Р/10Р, результаты проверки сведены в таблицу 25.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.4 – Результаты проверки трансформатора тока

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			Трансформатор TG–145-500
По напряжению установки, кВ	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИНОМ}$	110	110
По длительному току, А	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	180	300
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_{УДАРН} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	45,48	80
Проверка на термическую стойкость, кА ² с	$B_K \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	74	$20^2 \cdot 3 = 1200$

В таблице 25 $I_{ТЕР}$ - каталожный ток термической стойкости трансформатора тока, $i_{ДИНАМИЧ}$ - номинальный ток электродинамической стойкости.

На линии 110 кВ устанавливаются амперметры в одной фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания. Схема подключения приборов изображена на рисунке 15.

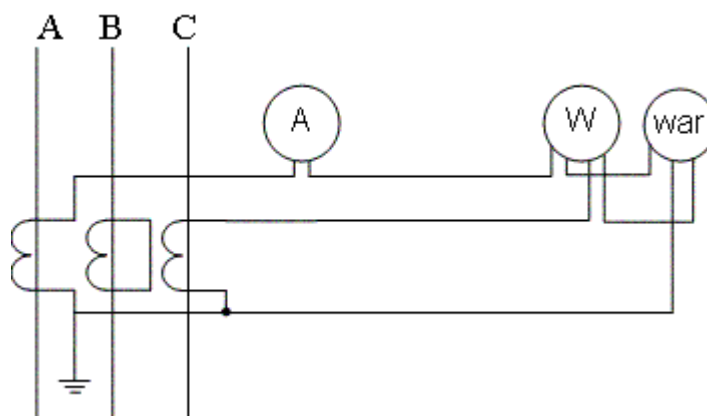


Рисунок 2.6 – Схема подключения приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 26.

Таблица 2.5 – 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
Итого:		1,5	-	1

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе А.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

где $r_{\text{приб}}$ [Ом]- суммарное сопротивление приборов подключенных к Т.Т.,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}}=0,05$ Ом.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико, то можно принять.

$Z_{2\text{ном}}=r_2=1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ - нормированная нагрузка для класса точности 0,5.

Найдем $r_{\text{пров}}$: $r_{\text{пров}}=Z_2-r_{\text{к}}-r_{\text{приб}}=1,2-0,6-0,05=1,09$ Ом.

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм^2 [2]. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м [2], тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,09} = 2,08$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм².

3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения.

На входе высокого напряжения выбираем 3×НАМИ-110 УХЛ1. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 28.

Таблица 2.6 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S _{1обм} , ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистр.	Н- 394	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э- 335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д- 335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	3	9	-
Счётчик активный	САЗ- И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик реактивный	СРЧ- И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	1	0	5	15	-
Итого:							57	29,2

Суммарная вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{57^2 + 29.2^2} = 64.04 \text{ ВА};$$

$$S_{\text{ном}} = n \cdot S = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 мощностью $S_{\text{ном}}$, что больше $S_{2\%}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм².

3.4 Выбор токоведущих частей для РУ ВН

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В общем случае проводится проверка по экономической плотности тока, по допустимому току при работе в максимальном режиме, а также выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах, открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также и шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются. При напряжении 110 кВ используются провода фазы для соответствия требованиям по условию короны (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ - 70 мм²).

Следовательно, выбираем провод марки АС-120/19.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 3 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах короткого замыкания провода в фазах могут схлестнуться. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА.

Так как $I_{к1}^{(3)} = 6,76$ то проверять гибкие шины на схлестывание не нужно.

3.5 Выбор выключателей и разъединителей на стороне низшего напряжения

Выбор производится аналогично выбору на стороне высшего напряжения.

Намечаем к установке на стороне низкого напряжения элегазовый выключатель LF3–10–31,5–3150

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

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с,}$$

где $t_{рз.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{с.в} = 0,07$ с

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном} \\ 6,76 \leq 31,5$$

где $I_{п,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ .

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения выключателя;

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$I_{а,\tau} \leq I_{а,ном} \\ I_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,76 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,03}} = 0,664 \text{ кА}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.178-013. ПЗ				62

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{50}{100} = 14,1 \text{ кА}$$

$$0,664 \leq 14,1$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п.0} \leq I_{дин};$$

$$6,76 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

$$I_y \leq i_{дин};$$

$$16,25 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА};$$

Где: $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер};$$

$$t_{отк} = t_{рз.мин} + t_{о.в} = 0,1 + 0,07 = 0,08 \text{ с};$$

$$B_k = I_{п,т}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 6,76^2 \cdot (0,08 + 0,03) = 5,027 \text{ кА}^2/\text{с};$$

$$5,027 \text{ кА}^2/\text{с} \leq 3000 \text{ кА}^2/\text{с}$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 35:

Таблица 2.7 – Выключатель РУ НН

Расчетные данные	LF3–10–31,5–3150
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max гр} = 2963 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п,т} = 6,76 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{ат} = 0,664 \text{ А}$	$I_{аном} = 14,1 \text{ А}$
$I_{п0} = 16,194 \text{ А}$	–
$I_y = 16,25 \text{ А}$	$I_{дин} = 81 \text{ А}$
$B_k = 5,027 \text{ кА}^2/\text{с}$	$3000 \text{ кА}^2/\text{с}$

3.6 Выбор комплектного распределительного устройства

Для данной понижающей подстанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К–204 ЭП. Изготовитель – «Завод Электропульт». Данное КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ. Применяется для всех видов подстанций, электрических станций, энергосистем и электроснабжения предприятий всех отраслей промышленности.

Представляет собой набор отдельных шкафов с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратурой защиты и автоматики, измерения, управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами. Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют вид их конструктивного исполнения. Присоединения (вводы, выходы) могут быть как кабельные, так и шинными.

В К–204 ЭП могут быть установлены выключатели типа LF, ВБЭ, ВВЭ–М или ВВ\TEL в зависимости от типа нагрузки объекта.

В линейном отсеке устанавливаются трансформаторы тока с током термической стойкости 20; 31,5; 40 кА и первичными номинальными токами 50–400; 600–1500; и более 1500 А соответственно. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа.

3.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения РУ НН

За силовым трансформатором на стороне 10,5 кВ намечаем к установке трансформатор тока ТЛ-10-2УЗ, ТЗ-0,5/Р. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи фидеров 10,5 кВ выбираем по ПУЭ. Схема включения приборов показана на рисунке 5.1.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 9). Из таблицы 9 видно, что это фазы А и С.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

Таблица 2.7 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Трансформатор тока ТЛ-10-2УЗ,ТЗ-0,5/Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1963 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 16,25 \text{ кА}$	128 кА
$B_k = 5,027 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (1)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,8 - 0,22 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом.} \quad (2)$$

Таблица 9 Приборы, и нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Wh	САЗ-И674	2,5	-	2,5
Var	СРЧ-И676	2,5	-	2,5
Итого:		5,5	0,5	5,5

Схема подключения приборов показана на рисунке 17.

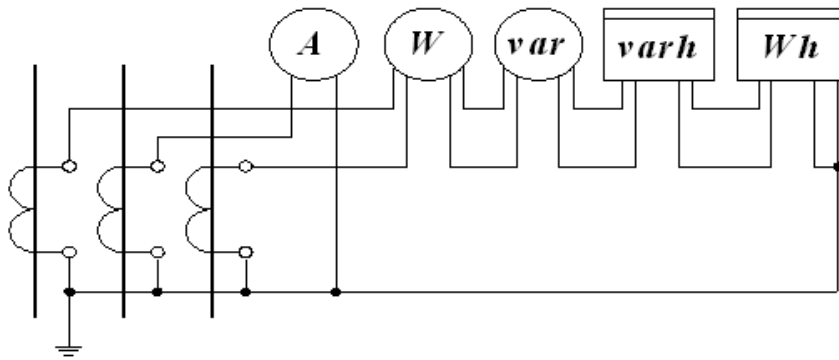


Рисунок 2.8 – Схема подключения приборов

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 50 м. Учитывая, что $I_{расч}=I=50$ находим сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,48} = 2,95 \text{ мм}^2. \quad (3)$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

На отходящих фидерах 10,5 кВ намечаем к установке трансформаторы тока ТЛК-10-3У,ТЗ. Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 32. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи линий 10,5 кВ выбираем по ПУЭ.

Таблица 2.9 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Трансформатор тока ТЛ-10-1-У3-ТЗ
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 229,1 \text{ А}$	$I_{Iном} = 400 \text{ А}$
$i_y = 36,54 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 5,027 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$

Схема включения приборов показана на рисунке 18.

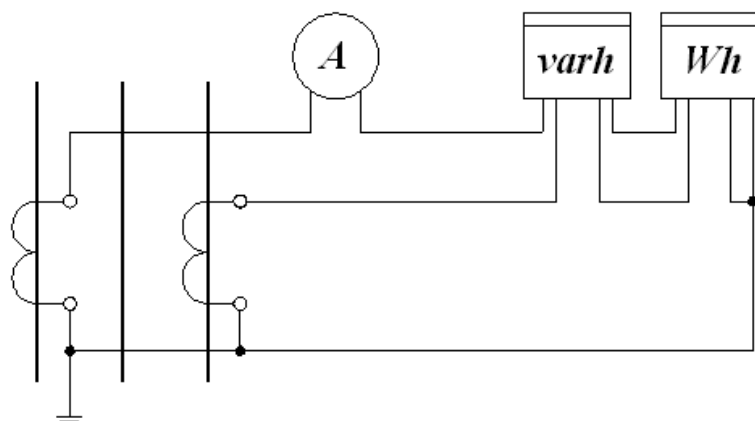


Рисунок 2.9 – Схема подключения приборов

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Результаты сведены в таблицу 33 Из таблицы видно, что это фаза А.

Таблица 2.10 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Wh	СА3-И674	2,5	-	2,5
Var	СА3-И676	2,5	-	2,5
Итого:		5,5	-	5,0

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (3.1)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.} \quad (3.2)$$

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого равна 5 м. Учитывая, что $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = 8,66$ м («неполная звезда») находим сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,13} = 1,89 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Выбор ТН в цепях РУ НН 10,5 кВ.

Примем к установке 1-фазные трехобмоточные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06–10У3 (согласно техническим данным выбранного КРУ).

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $100\sqrt{3}$ В и дополнительную на $100\sqrt{3}$ В или 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 75 ВА.

К данному ТН подключаем multifunctional измерительный преобразователь ЭНИП–2, мощность которого составляет: $S_{\text{пр}}=173,1$ ВА

У трех трансформаторов ЗНОЛ.06–10У3 мощность $S_{\text{ном}}=225$ ВА, что больше $S_{\text{пр}}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм² по условию механической прочности.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

3.7.1 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН, является средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования линии и подстанции, повышает надежность работы объекта защиты. Не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор его должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Главным обстоятельством определяющим безаварийную работу ОПН является длительно допустимое приложенное напряжение.

Определим расчетную величину длительного напряжения на ограничителе 110 кВ установленного в цепи трансформатора ТДН–40000/110/10:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}} \quad (34)$$

Где $U_{\text{нрo}}$ – длительно допустимое напряжение приложенное к ОПН;

$U_{\text{нр}}$ – напряжение на подстанции с учетом повышения напряжения на 15 процентов.

Тогда длительно допустимое напряжение на ОПН:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{126,5}{\sqrt{3}} = 74,4 \text{ кВ}$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нрo}} = 77 \text{ кВ}$.

Вторым параметром по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ), которую можно определить по амплитуде прямоугольного тока длительностью 2000 мкс. Для класса напряжения 110 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 300 до 500 Ампер чему соответствует энергоемкость 2,5 до 3 кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к установке ОПН–П–110/550/77/10–Ш(IV)–УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 2.9.1:

Таблица 2.9.1 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10–Ш(IV)–УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$U_{\text{нрo}} = 74,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} = 77 \text{ кВ}$
$I_{\text{к}} = 300...500 \text{ А}$	$I_{\text{к}} = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = 2,5...3 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кДж/кВ}$

В нейтрале трансформатора в нормальном режиме напряжение частотой 50 Гц ближе к нулю. Однако при несимметричных КЗ в течении 0,15–0,2 секунд напряжение может повышаться до фазного, то есть до 74,4 кВ. Тогда согласно рисунку 2.15 из каталога ОАО позитрон для $t = 0,2$ секунд $K_B = 1,43$ поэтому для ОПН устанавливаемого в нейтрали:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3 \cdot K_B}} \quad (35)$$

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{126,5}{\sqrt{3 \cdot 1,43}} = 52,03 \text{ кВ}$$

К установке примем ОПН–Н–110/56/10/550 – УХЛ1. Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 2.9.2:

Таблица 2.9.2 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–Н–110/56/10/550 – УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$U_{\text{нро}} = 52,03 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} = 77 \text{ кВ}$
$I_{\text{к}} = 300 \dots 500 \text{ А}$	$I_{\text{к}} = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = 2,5 \dots 3 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кДж/кВ}$

Выбор ОПН в ячейку КРУ выбирается согласно методике приведенной выше.

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,058 \text{ кВ}$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нро}} = 10 \text{ кВ}$

Определим $W_{\text{уд}}$: Для класса напряжения 10 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 200 до 500 А, чему соответствует энергоемкость до 2кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к внутренней установке ОПН–П/ЗЭУ–10/10/10/550 – УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 2.9.3:

Таблица 2.9.3 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10– III(IV)–УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$U_{\text{нро}} = 7,058 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{к}} = 200 \dots 500 \text{ А}$	$I_{\text{к}} = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = \text{до } 2 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$

3.8 Выбор токоведущих частей РУ НН

Выбираем соединение силового трансформатора с КРУ–10 кВ. Соединение осуществляется с помощью гибкого подвесного токопровода. Наметим к установке токопровод типа ТЗК–10–3150–125 с номинальным током 3200 А.

Расчетные токи продолжительного режима были взяты из пункта 6.6:

$$I_{\text{тр.тяж}} = 2963 \text{ А}$$

Выбираем сечение токопровода по допустимому току, т.к. токопровод небольшой длины.

Таблица 2.10 – Выбор токопровода:

Расчетные данные	ТЗК–10–3150–125
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 2963 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{y}} = 16,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$

3.9 Выбор схемы питания собственных нужд

3.9.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители – оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции в таблице 43:

Таблица 2.11 – основные нагрузки ТСН

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos(φ)	Sin(φ)	Нагрузки	
	Ед., Вт·кол-в	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение ТДН– 40000/110/11	2,5×2	5	0.85	0,53	5	4,25
Подогрев ВГТ–110	1,8×6	10,8	1	0	10,8	–
Подогрев ячеек КРУ	1×17	17	1	0	17	–
Подогрев приводов разъединителей	0,6×12	7,2	1	0	7,2	–
Отопление, освещение ЗРУ 10,5 кВ	–	7	1	0	7	–
Освещение ОРУ 110 кВ	–	2	1	0	2	–
Подогрев релейного шкафа	1,0×19	19	1	0	19	–
Зарядно–подзарядное устройство ВАЗП– 380/260–40/80	23×2	46	1	0	46	0
ИТОГО					113,2	4,25

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{113,2^2 + 4,25^2} = 113,2 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 90,6 \text{ кВА}$$

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

3.9.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего учтем тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двух трансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

					13.03.02.2017.178-013. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$S_{\text{ном}} = \frac{90,6}{1,4} = 64,73 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора типа: ТМ–160/10 с вторичным напряжением 0,4кВ.

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяют к шинам 6-35кВ (в нашем случае – 10,5 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут.

Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями и такие цепи, и аппараты не подлежат проверке на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания.

В соответствии с описанным выше на рисунке 19 представлена схема питания собственных нужд подстанции.

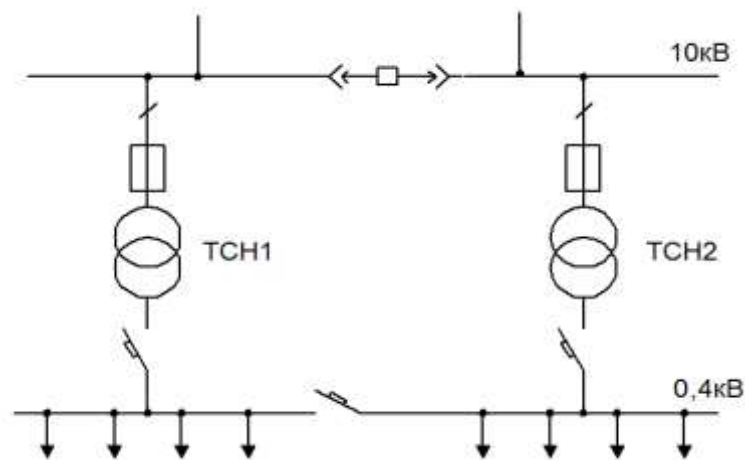


Рисунок 2.12 – Схема питания собственных нужд подстанции

3.10 Управление и сигнализация.

Управление коммутационными аппаратами ведется с ОПУ. Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации. Сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с помощью сигнальных ламп. При аварийном отключении выполняется также звуковой сигнал (для привлечения внимания дежурного персонала).

3.11 Конструктивное исполнение

Открытое распределительное устройство (ОРУ) на 110 кВ выполнено типовыми ячейками. Каждый полюс разъединителей расположен под проводами соответствующей фазы. Гибкие шины подвешиваются на железобетонные порталы с помощью подвесных изоляторов. Трансформаторы тока устанавливаются на железобетонных опорах. Кабели оперативных цепей релейной защиты, автоматики и цепей управления кладутся в лотки из железобетонных плит. Все аппараты ОРУ располагаются на железобетонных основаниях.

Со стороны низкого напряжения распределительное устройство собрано из блоков КРУН, которое присоединяется к силовому трансформатору с помощью комплектного токопровода.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

4. Расчет защиты подстанции от прямых ударов молнии

Расстановка молниеотводов

Молния – это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами.

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.

Выполним расстановку молниеотводов высотой $h = 19$ м, при надёжности защиты $P_3 = 0,9$ по действующей методике. Произведем расчет защиты на высоте 6,3 метров, так как высота оборудования не превышает высоты порталов.

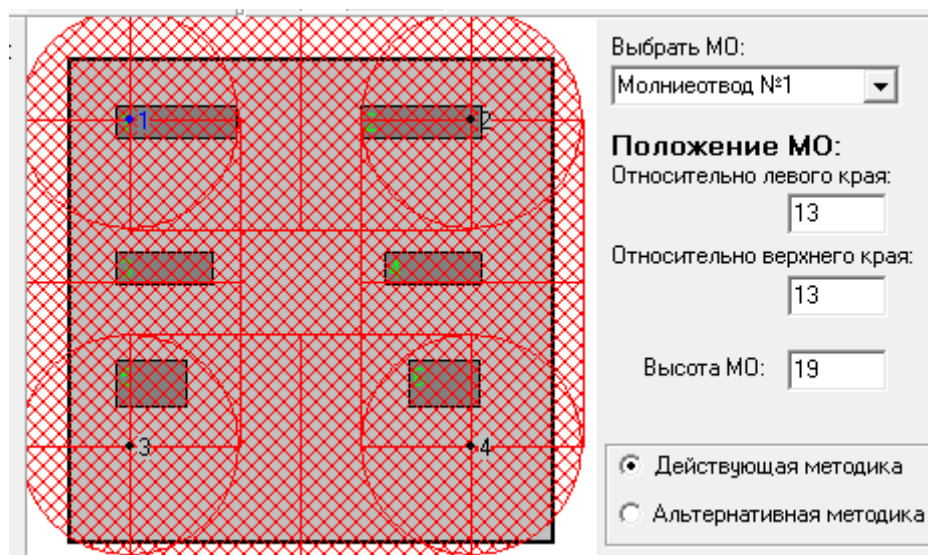


Рисунок 4.1 – Зона защиты и параметры молниеотводов

Из расчетов видно, что установленные стержневые молниеотводы охватывают всю зону ОРУ-110 кВ.

Проверка на грозоупорность

Определим среднее количество ударов молнии в подстанцию за год [10]:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10h)(b + 10h) \cdot 10^{-6},$$

где n – количество грозových часов в году (для Южного Урала $n=50$ ч).

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (59,3 + 10 \cdot 19)(38 + 10 \cdot 19) \cdot 10^{-6} = 0,171 \text{ уд/год.}$$

Определим количество отключений подстанции вследствие ПУМ в год:

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g,$$

где ψ_n – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты ($\psi_n=0,1$); ψ_i – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии ($\psi_i=0,68$); ψ_g – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу ($\psi_g=0,7$).

$$\gamma = 0,171 \cdot 0,1 \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,00814.$$

Грозоупорность подстанции (количество лет без аварий по причине ПУМ) составляет:

$$m = \frac{1}{\gamma}$$

$$m = \frac{1}{0,00814} = 122,85 \text{ года.}$$

Что допустимо, т.к. средний срок службы подстанции не превышает 40...50 лет.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе, был выполнен расчет и анализ электрической сети 110/10кВ. Анализ сетевой части был выполнен на основе данных максимального, минимального и послеаварийного режима сети. были рассмотрены 2 варианта развития электрической сети 110/10кВ. На основе анализа сети, были предложены варианты ликвидации излишней реактивной мощности, что повысило надежность всей системы. Также на основании данных режимов сети выполнена проверка ЛЭП по допустимой нагрузке.

Выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное выполнение для новой подстанции «Новая».

В целом выпускная работа носит учебный характер. Основной задачей является подтвердить компетенции (знания, умения, навыки), приобретенные за период обучения.

Произведена расстановка молниеотводов и проверка на попадание оборудования подстанции в их зоны защиты. Рассчитана грозоупорность подстанции.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок: Издательство НЦ ЭНАС, 1999
- 2 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки/ И.Д. Воеводин, О.И. Сисуненко, Б.С. Тимченко, 1985
- 3 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 320с.
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- 3-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 1987
- 5 Подъячев В.Н., Евтушенко В.А. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения. – Энергосетьпроект, 1993
- 6 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию.- Челябинск: ЮУрГУ, 2002
- 7 Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту.- Челябинск: ЮУрГУ, 2005
- 8 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. – Санкт-Петербург: Завод энергозащитных устройств, 2007. – 57 с.

					<i>13.03.02.2017.178-013. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77